



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

# PROYECTO FIN DE CARRERA

## ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DEL BIOGÁS EN UNA GRANJA DE GANADO BOVINO

Autor:

PAULA ESTELLA BASÉS

Titulación: Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales

Especialidad: Tecnologías Energéticas

Tutor:

JAVIER VILLA BRIONGOS

OCTUBRE 2016

## RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo principal la reducción del impacto ambiental de una explotación bovina de producción láctea, así como la maximización de los beneficios económicos de la misma. Una de las soluciones existentes para alcanzar estos dos objetivos es el tratamiento de los residuos orgánicos de los animales mediante el proceso de la digestión anaerobia. A través de este proceso, se obtiene biogás, un combustible mediante el cual se genera electricidad y energía térmica en un motor de cogeneración.

Para ello, se plantea un caso de estudio de una determinada explotación, para describir, dimensionar y diseñar la planta de biogás que mejor se ajuste a los requerimientos de la misma. Una vez los equipos necesarios seleccionados y dimensionados, se lleva a cabo un estudio de viabilidad tanto medioambiental como económico, a través del cual se determinará la rentabilidad de su puesta en marcha.

Tras la realización de todos los cálculos necesarios, se llega a la conclusión de que este proyecto es rentable tanto a nivel económico como medioambiental. Serán necesarios 8,2 años para recuperar la inversión inicial, y a partir de entonces se recibirán ingresos anuales por la inyección de la electricidad sobrante a la red. Además, las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera se reducirán de forma considerable.

## ABSTRACT

The main objective of this work is to reduce the environmental impact of a dairy farm and to maximize its economic benefits. Nowadays, a process to achieve this objectives is the anaerobic digestion of the organic waste. Through this process, the biogas produced in a first step will be used in a second step to generate electricity and heat in a gas engine. On one hand, the heat produced will be used to heat the digesters and on the other hand, the electricity will be used in the farm, feeding back the excess electricity into the grid.

In this project it will be describe and design a biogas plant which fits with the requirements of a determined dairy farm previously described.

After the design of the biogas plant, an economic and environmental study will be done to determinate the profitability of the project. That will help to take a decision on assuming or not the cost of the plant.

## AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por su apoyo incondicional a lo largo de estos meses,  
sin el cual no habría logrado llegar hasta aquí.

A mi tutor, Javier Villa, por ayudarme  
y guiarme en la realización de este Trabajo Fin de Grado.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

|   |    |
|---|----|
| RESUMEN .....   | 2  |
| ABSTRACT .....  | 2  |
| AGRADECIMIENTOS.....  | 3  |
| ÍNDICE DE CONTENIDO .....   | 4  |
| ÍNDICE DE FIGURAS .....   | 8  |
| ÍNDICE DE TABLAS .....  | 9  |
| NOMENCLATURA .....  | 10 |
| 1. Introducción .....   | 11 |
| 1.1. Motivación y formulación del problema.....                     | 11 |
| 1.2. Objetivos .....  | 12 |
| 1.3. Proceso de estudio y alcance del proyecto.....                 | 12 |
| 2. Estado del arte .....  | 13 |
| 2.1. Energías renovables y sostenibilidad .....                     | 13 |
| 2.2. Biogás .....   | 18 |
| 2.2.1. Definición .....   | 18 |
| 2.2.2. Historia .....   | 19 |
| 2.2.3. Características .....  | 20 |
| 2.2.3.1. Composición biogás.....                                    | 20 |
| 2.2.3.2. Disponibilidad.....  | 21 |
| 2.2.4. Ventajas, inconvenientes y aplicaciones.....                 | 23 |
| 2.3. Situación actual del aprovechamiento del residuo ganadero..... | 24 |
| 2.3.1. En la Unión Europea .....                                    | 24 |
| 2.3.2. En España .....  | 26 |
| 2.4. Digestión anaerobia .....                                      | 28 |
| 2.4.1. Definición .....   | 28 |
| 2.4.2. Parámetros para el buen funcionamiento del biodigestor ..... | 29 |
| 2.4.3. Composición del sustrato.....                                | 31 |
| 3. Caso de estudio .....  | 33 |
| 3.1. Ubicación geográfica .....                                     | 33 |
| 3.2. Tamaño y características.....                                  | 34 |
| 3.3. Aprovechamiento residuos orgánicos: producción de biogás ..... | 35 |

|            |   |    |
|------------|---|----|
| 3.4.       | Aspectos normativos.....  | 37 |
| 4.         | Dimensionamiento y diseño de la planta de biogás .....            | 39 |
| 4.1.       | Introducción .....  | 39 |
| 4.2.       | Componentes principales.....                                      | 39 |
| 4.2.1.     | Tanque de alimentación.....                                       | 39 |
| 4.2.2.     | Biodigestores.....  | 42 |
| 4.2.2.1.   | Tecnologías de digestión anaerobia. Tipos de biodigestores. ....  | 42 |
| 4.2.2.1.1. | Digestor de flujo pistón.....                                     | 43 |
| 4.2.2.1.2. | Digestor de mezcla completa.....                                  | 44 |
| 4.2.2.1.3. | Digestor laguna cubierta .....                                    | 45 |
| 4.2.2.1.4. | Digestor de lecho fijo o en película.....                         | 45 |
| 4.2.2.2.   | Dimensionamiento y diseño de los biodigestores de la planta ..... | 46 |
| 4.2.2.2.1. | Obtención de la temperatura .....                                 | 48 |
| 4.2.2.2.2. | Cálculo del tiempo de retención hidráulico (TRH) .....            | 49 |
| 4.2.2.2.3. | Balance de masa global del proceso .....                          | 50 |
| 4.2.2.2.4. | Carga orgánica volumétrica (COV) .....                            | 52 |
| 4.2.2.2.5. | Cálculo del volumen de los digestores. Comprobación COV .....     | 53 |
| 4.2.2.2.6. | Sistema de calefacción: balance energético en los digestores..... | 57 |
| 4.2.3.     | Tanque de almacenamiento del digestato.....                       | 61 |
| 4.2.3.1.   | Características y usos del digestato .....                        | 61 |
| 4.2.3.2.   | Tanque de almacenamiento del digestato.....                       | 62 |
| 4.2.4.     | Almacenamiento y acondicionamiento biogás.....                    | 63 |
| 4.2.4.1.   | Reducción de humedad.....   | 64 |
| 4.2.4.2.   | Eliminación del sulfuro de hidrógeno H <sub>2</sub> S.....        | 64 |
| 4.2.4.3.   | Reducción de siloxanos .....                                      | 64 |
| 4.2.5.     | Unidad de cogeneración .....                                      | 65 |
| 4.2.5.1.   | Motor .....   | 65 |
| 4.2.5.1.1. | Modelo Ecomax1 Biogás de AB Energy.....                           | 67 |
| 4.2.5.1.2. | Modelo Ecomax2 Biogás de AB Energy.....                           | 67 |
| 4.2.5.1.3. | Modelo Ecomax3 Biogás de AB Energy.....                           | 68 |
| 4.2.5.1.4. | Modelo TCG 2016 V08 C de MWM .....                                | 69 |
| 4.2.5.1.5. | Modelo TCG 2020 V12 de MWM .....                                  | 69 |
| 4.2.5.1.6. | Modelo Caterpillar G3508LD.....                                   | 70 |
| 4.2.5.1.7. | Selección del motor y consumo de biogás.....                      | 71 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.2.5.1.8. Proceso de recuperación del calor .....                              | 72  |
| 4.2.5.2. Generación de electricidad .....                                       | 76  |
| 4.3. Diseño de la planta .....  | 77  |
| 5. Estudio medioambiental .....   | 79  |
| 5.1. Combustión del biogás .....  | 79  |
| 5.2. Emisiones atmosféricas de CO <sub>2</sub> .....                            | 82  |
| 5.3. Emisiones evitadas en la generación de energía eléctrica .....             | 82  |
| 5.4. Emisiones evitadas en la generación de energía térmica .....               | 83  |
| 5.5. Emisiones evitadas mediante el tratamiento del estiércol .....             | 84  |
| 5.6. Conclusión .....   | 86  |
| 6. Estudio económico .....  | 87  |
| 6.1. Coste total de la instalación .....  | 87  |
| 6.2. Retribución por la energía eléctrica inyectada a la red .....              | 88  |
| 6.3. Ahorro económico en el consumo de electricidad .....                       | 91  |
| 6.4. Ahorro económico en el consumo de energía térmica .....                    | 92  |
| 6.4.1. Energía térmica obtenida mediante electricidad .....                     | 93  |
| 6.4.2. Energía térmica obtenida mediante gas natural .....                      | 93  |
| 6.4.3. Energía térmica obtenida mediante GLP .....                              | 94  |
| 6.4.4. Energía térmica obtenida mediante gasóleo C .....                        | 94  |
| 6.4.5. Comparación y conclusión .....   | 95  |
| 6.5. Viabilidad económica: análisis de rentabilidad .....                       | 95  |
| 6.5.1. Pay-Back .....   | 95  |
| 6.5.2. VAN (Valor Actual Neto) .....  | 96  |
| 6.5.3. TIR (Tasa Interna de Retorno) .....                                      | 96  |
| 6.6. Conclusión .....   | 97  |
| 7. Mejoras del proceso .....  | 98  |
| 8. Conclusiones .....   | 100 |
| BIBLIOGRAFÍA .....  | 102 |
| ANEXO A: FASES DIGESTIÓN ANAEROBIA .....  | 108 |
| A.1. Hidrólisis .....   | 108 |
| A.2. Acidogénesis .....   | 110 |
| A.3. Acetogénesis .....   | 110 |
| A.4. Metanogénesis .....  | 111 |
| ANEXO B: SOLICITUDES NECESARIAS PARA CUMPLIR CON EL REAL DECRETO 661/2007 ..... | 113 |

|   |     |
|---|-----|
| B.1. Modelo de inscripción en el registro .....   | 113 |
| B.2. Solicitud de inclusión de las instalaciones de co-combustión en el artículo 46 ..... | 114 |
| ANEXO C: FICHA TÉCNICA MOTOR ECOMAX2 .....  | 117 |
| ANEXO D: CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO .....  | 118 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|   |     |
|---|-----|
| <b>Figura 2.1:</b> Evolución de la concentración de CO <sub>2</sub> en ppm entre 1958 y 2016.....   | 13  |
| <b>Figura 2.2:</b> Emisiones de los distintos gases de efecto invernadero, en toneladas de CO <sub>2</sub> equivalente y en porcentaje..... | 14  |
| <b>Figura 2.3:</b> Evolución del mercado del carbono entre 2010 y 2015 en distintos países.   | 16  |
| <b>Figura 2.4:</b> Consumo energético final en España durante el 2015.....  | 17  |
| <b>Figura 2.5:</b> Integración de las energías renovables en la Red Eléctrica Española.....   | 17  |
| <b>Figura 2.6:</b> Diagrama del ciclo del CO <sub>2</sub> en la producción de biogás.....   | 19  |
| <b>Figura 2.7:</b> Diamante del metano, NFPA 704.....   | 21  |
| <b>Figura 2.8:</b> Potencial de distintos residuos agroindustriales para la producción de biogás mediante digestión anaerobia.....          | 22  |
| <b>Figura 2.9:</b> Número de plantas de biogás en Europa y capacidad total de producción en MW entre 2010 y 2014.....                       | 25  |
| <b>Figura 2.10:</b> Distribución de las plantas de biogás europeas a fecha de 31 de diciembre de 2014.....                                  | 25  |
| <b>Figura 2.11:</b> Distribución de las plantas de biogás europeas según la EBA a fecha de 31 de diciembre de 2012.....                     | 27  |
| <b>Figura 2.12:</b> Capacidad de producción de biogás en España.....  | 28  |
| <b>Figura 2.13:</b> Proceso de la digestión anaerobia en un biodigestor para la obtención de biogás.....                                    | 29  |
| <b>Figura 3.1:</b> Producción láctea de una vaca Frisona entre partos.....  | 35  |
| <b>Figura 4.1:</b> Dimensiones del tanque de alimentación.....  | 41  |
| <b>Figura 4.2:</b> Digestor de tipo flujo pistón.....   | 44  |
| <b>Figura 4.3:</b> Digestor de mezcla completa.....   | 44  |
| <b>Figura 4.4:</b> Digestor de lecho en película.....   | 46  |
| <b>Figura 4.5:</b> Balance de masa en el primer digestor.....   | 50  |
| <b>Figura 4.6:</b> Balance de masa global.....  | 52  |
| <b>Figura 4.7:</b> Sistema de cogeneración Ecomax.....  | 72  |
| <b>Figura 4.8:</b> Balance energético del motor.....  | 74  |
| <b>Figura 4.9:</b> Esquema del circuito de recuperación de calor en invierno.....   | 75  |
| <b>Figura 4.10:</b> Esquema del diseño de la planta de biogás.....  | 78  |
| <b>Figura 6.1:</b> Gráfico representando la inversión realizada en una planta de biogás en función de la potencia eléctrica instalada.....  | 87  |
| <b>Figura A.1:</b> Hidrólisis de un disacárido.....   | 108 |



## ÍNDICE DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabla 2.1:</b> Tabla de la composición química del biogás obtenido a partir de residuos ganaderos.....                              | 20 |
| <b>Tabla 3.1:</b> Cabezas de ganado de raza Frisona calificados por Comunidades Autónomas en 2014.....                                 | 33 |
| <b>Tabla 3.2:</b> Evolución del precio pagado por litro al productor a lo largo del año 2016 (en €).....                               | 34 |
| <b>Tabla 4.1:</b> Tabla comparativa de los digestores más utilizados para tratar residuos ganaderos.....                               | 46 |
| <b>Tabla 4.2:</b> Tabla comparativa volúmenes digestores.....  | 56 |
| <b>Tabla 4.3:</b> Tabla recapitulativa de las pérdidas por transferencia de calor.....   | 61 |
| <b>Tabla 4.4:</b> Características motor Ecomax1.....   | 67 |
| <b>Tabla 4.5:</b> Características motor Ecomax2.....   | 67 |
| <b>Tabla 4.6:</b> Características motor Ecomax3.....   | 68 |
| <b>Tabla 4.7:</b> Características motor TCG 2016 V08 C.....  | 69 |
| <b>Tabla 4.8:</b> Características motor TCG 2020 V12.....  | 70 |
| <b>Tabla 4.9:</b> Características motor Caterpillar G3508LD.....   | 70 |
| <b>Tabla 4.10:</b> Tabla recapitulativa potencia térmica recuperable del motor.....  | 74 |
| <b>Tabla 4.11:</b> Ratios técnicos de consumo eléctrico anual por datos de producción.....   | 76 |
| <b>Tabla 5.1:</b> Tabla de la composición química del biogás obtenido.....   | 79 |
| <b>Tabla 5.2:</b> Tabla recapitulativa de la composición volumétrica de los humos en base seca y húmeda.....                           | 81 |
| <b>Tabla 6.1:</b> Tarifas para la retribución de la electricidad producida según el tipo de instalación y la potencia de la misma..... | 89 |
| <b>Tabla 6.2:</b> Valores porcentuales de bonificación en función del factor de potencia.....  | 90 |

## NOMENCLATURA

|                 |   |
|-----------------|---|
| CO <sub>2</sub> | Dióxido de Carbono  |
| GT              | Gigatonelada  |
| GEI             | Gases de Efecto Invernadero                                       |
| GLP             | Gases Licuados del Petróleo                                       |
| CH <sub>4</sub> | Metano  |
| PCI             | Poder Calorífico Inferior (kWh/kg)                                |
| GWP             | Potencial de Calentamiento Global                                 |
| L               | Litro   |
| O <sub>2</sub>  | Oxígeno   |
| TRH             | Tiempo de Retención Hidráulico                                    |
| COV             | Carga Orgánica Volumétrica  |
| DQO             | Demanda Química de Oxígeno  |
| MS              | Masa Seca   |
| MV              | Masa Volátil  |
| REE             | Rendimiento Eléctrico Equivalente                                 |
| MPC             | Materia Prima para Carga (m <sup>3</sup> /día)                    |
| EPDM            | Caucho de Etileno Propileno Dieno                                 |
| UPME            | Unidad de Planeación Minero Energética                            |
| PVC             | Policloruro de vinilo   |
| U               | Coeficiente Global de Transferencia de Calor (W/m <sup>2</sup> K) |
| Q               | Pérdidas de Calor (W)   |
| K               | Coeficiente de Conductividad Térmica (W/m·K)                      |
| m               | flujo másico (kg/tiempo)  |
| Cp              | Calor Específico (J/kg·K)   |
| IVA             | Impuesto sobre el Valor Añadido                                   |
| BOE             | Boletín Oficial del Estado  |
| VAN             | Valor Actual Neto   |
| TIR             | Tasa Interna de Retorno   |

## 1. Introducción

### 1.1. Motivación y formulación del problema

El interés por las energías renovables no deja de crecer día tras día. Esto se debe principalmente al gran impacto ambiental causado por las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

De la totalidad las energías renovables existentes, el biogás tiene un gran potencial de crecimiento y mucho futuro, ya que además de producir energía con una menor emisión de gases contaminantes, gestiona los residuos de nuestra sociedad, que suponen un problema cada vez más evidente.

Esto lleva al biogás a ser considerado como un recurso energético sostenible.

La motivación de este proyecto es contribuir a mejorar lo expuesto anteriormente, además de reducir el problema existente a día de hoy en el sector lácteo español.

Debido a la desaparición de las cuotas lácteas en Europa y al aumento del precio de la leche a nivel del consumidor sin repercutir en el productor, los ganaderos han llegado a una situación límite.

La cuota láctea se define como la cantidad máxima de kilogramos teórica reconocida por el Ministerio de Agricultura que cada explotación lechera de ganado bovino puede vender sin ser sancionada. Las cuotas lácteas se crean en los años 80 en la Unión Europea por la Comisión Europea con el fin de regular las producciones lácteas evitando posibles excedentes y distorsiones perjudiciales en el mercado. De esta forma se estabilizan los precios de la leche y los ingresos de los ganaderos.

Su desaparición se debe al aumento considerable del consumo de productos lácteos a nivel mundial, ya que el régimen de cuotas estaba impidiendo a los productores de la Unión Europea satisfacer la demanda.

Las explotaciones más pequeñas o las regiones menos competitivas, que han mantenido su actividad a lo largo de estos años gracias a las cuotas lácteas, ahora se ven especialmente amenazadas. [1]

Con este proyecto se busca minimizar el impacto ambiental de una explotación ganadera mediante la implantación de una planta de biogás: de esta forma disminuirán las emisiones de gases de efecto invernadero, además de gestionar los residuos del ganado.

Por otra parte se reducirán a largo plazo los costes energéticos de la misma mediante el autoconsumo de la energía producida, maximizando así los beneficios.

## 1.2. Objetivos

El presente proyecto tiene como principal objetivo dimensionar una planta de biogás en una explotación ganadera que permita reducir los costes energéticos y el impacto ambiental de la misma.

Para ello se propondrá un caso de estudio, mediante el cual se analizará su viabilidad tanto económica como medioambiental.

## 1.3. Proceso de estudio y alcance del proyecto

La realización del presente proyecto se va a llevar a cabo en distintas fases, tal y como se describen a continuación.

En primer lugar se va a estudiar la situación actual de las energías renovables, y el porqué de su necesidad urgente de implantación.

Tras una breve introducción acerca del biogás, se analizará la situación actual del aprovechamiento ganadero tanto en la Unión Europea como en España. Más adelante se profundizará en el estudio del proceso de la digestión anaerobia.

A continuación se procederá a definir el caso de estudio, con sus parámetros correspondientes, para así poder dimensionar y diseñar los distintos elementos que compondrán la planta de biogás de la explotación ganadera.

Una vez realizados los cálculos y el estudio pertinente de la misma, se valorará su rentabilidad tanto económica como energética y medioambiental, sin olvidar los principales objetivos y el fin primero de este proyecto: reducir el impacto ambiental provocado por la explotación y maximizar los beneficios económicos.

Para finalizar, se propondrán distintas mejoras del proyecto en función de los resultados obtenidos.

## 2. Estado del arte

En este punto se va a estudiar el marco actual socioeconómico y energético de las energías renovables y más precisamente del biogás, con el fin de enmarcar en la situación actual el caso de estudio propuesto.

### 2.1. Energías renovables y sostenibilidad

Según la Real Academia de la Lengua Española (RAE), se consideran energías renovables las energías cuyas fuentes se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable.

Para entender el porqué de la necesidad de utilizar energías renovables hoy en día, debemos remontarnos a principios del siglo XX, con el inicio de la Segunda Revolución Industrial, y la consiguiente aparición del motor de combustión interna propulsado por combustibles fósiles, que dio paso a la producción en masa del *Ford Modelo T*.

Este fue el inicio de la era del transporte individual, ocasionando la quema de combustibles fósiles a gran escala en su utilización y su producción a nivel industrial.

Desde este momento hasta el día de hoy, las emisiones de CO<sub>2</sub> globales en el planeta no han dejado de crecer y se han incrementado drásticamente a partir de los años 50, como se puede ver en el gráfico de la figura 2.1 a continuación.

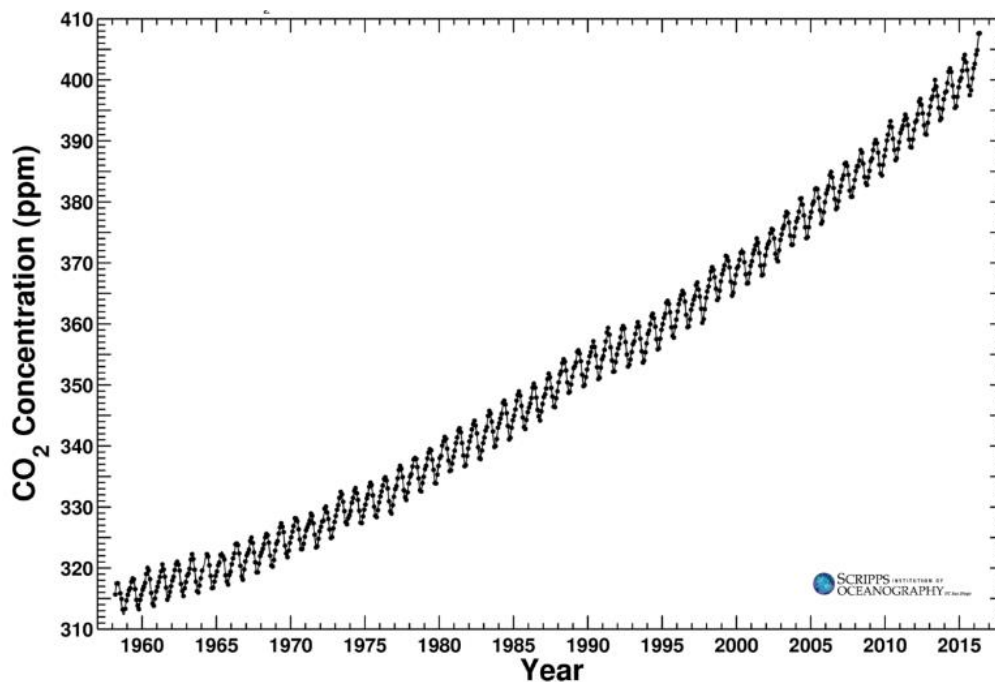


Figura 2.1: Evolución de la concentración de CO<sub>2</sub> en ppm entre 1958 y 2016 en el observatorio de Mauna Loa, Hawaii (Fuente: Scripps CO<sub>2</sub> Program)

Las emisiones de CO<sub>2</sub> están ligadas al consumo energético, y puesto que hoy en día la mayor parte de la energía proviene de la quema de combustibles fósiles, a mayor consumo energético mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. De hecho, se estima que cada año se queman alrededor de 6 GT de combustibles fósiles.

A continuación, en la figura 2.2 se muestran las emisiones de los distintos gases de efecto invernadero.

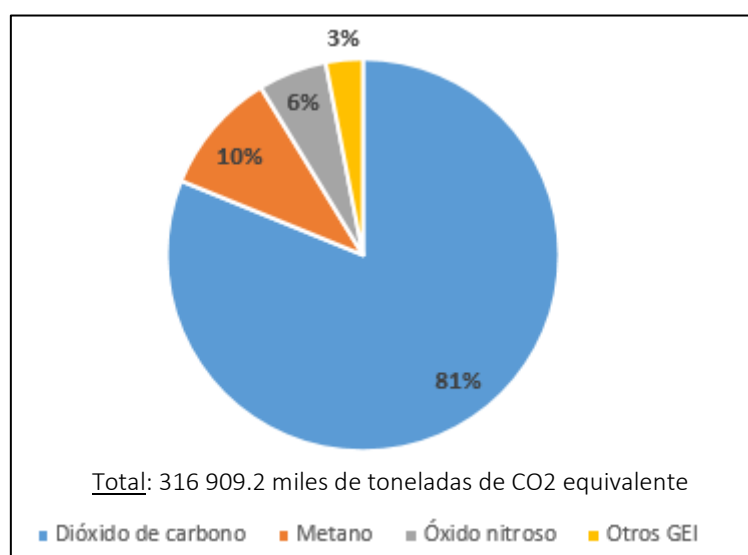


Figura 2.2: Emisiones de los distintos gases de efecto invernadero, en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente y en porcentaje (2013, Fuente: Adaptado de INE)

Como se puede observar en la figura 2.2, el CO<sub>2</sub> es el principal responsable del denominado Efecto Invernadero, aunque no es el único. Este fenómeno se origina debido a la concentración de dichos gases y otras partículas en suspensión en la atmósfera, bloqueando y creando una resistencia a la transmisión de la radiación térmica emitida por la superficie terrestre hacia el exterior. La radiación que no atraviesa esta *barrera* es devuelta a la Tierra, provocando un aumento de las temperaturas que repercute gravemente en los ecosistemas.

Los bosques y océanos son los responsables de absorber el CO<sub>2</sub> del planeta reduciendo así su presencia en la atmósfera, por lo que se les denomina “sumideros”, pero el aumento generalizado del consumo energético con sus correspondientes emisiones, unido a la deforestación, no favorecen la neutralización de estos gases. Por ello la necesidad de reducirlos se antoja inmediata.

Para frenar y estabilizar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), el 11 de diciembre de 1997 se adopta el Protocolo de Kyoto [2], firmado por 84 países, pero no entra en vigor hasta el 16 de febrero de 2005.

La página web de las Naciones Unidas, describe el objetivo de este Protocolo como “establecer metas vinculantes de reducción de las emisiones para 37 países

*industrializados y la Unión Europea, reconociendo que son los principales responsables de los elevados niveles de emisiones de GEI que hay actualmente en la atmósfera, y que son el resultado de quemar fósiles combustibles durante más de 150 años. En este sentido el Protocolo tiene un principio central: el de la «responsabilidad común pero diferenciada».*

En dicho Protocolo, se establece que los países industrializados deben reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 5% con respecto a los valores de 1990, durante el primer periodo de compromiso (entre 2008 y 2012). Se debe destacar que a pesar de que se tienen en cuenta diferentes GEI como el dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso, los hidrofluorocarbonos, los perfluorocarbonos o el hexafluoruro de azufre, la cantidad de emisiones se mide como el equivalente en emisiones de dióxido de carbono de cada uno.

Europa, durante este periodo ha cumplido con el Protocolo y los 15 países que se comprometieron han reducido sus emisiones en un 8% respecto a los valores de 1990. Es conveniente destacar que Estados Unidos es uno de los países con mayor cantidad de emisiones a la atmósfera, y nunca ha llegado a ratificar el Protocolo.

Una de las consecuencias del Protocolo ha sido la creación de un mercado de emisiones, estableciendo un precio al CO<sub>2</sub>. El Protocolo de Kyoto asigna derechos de emisión a los distintos países e industrias, es decir, el máximo CO<sub>2</sub> que pueden emitir, y esto da lugar a una compra-venta de derechos. De esta forma, los más contaminantes deberán pagar a los menos contaminantes por cada tonelada de CO<sub>2</sub> en exceso que emitan comprando sus derechos de emisión.

A continuación, en la figura 2.3 se muestra la evolución del mercado del carbono desde el año 2010. Entre 2013 y 2015 a pesar de producirse una caída en el volumen de toneladas de CO<sub>2</sub> intercambiadas, el precio medio de la tonelada va en aumento.

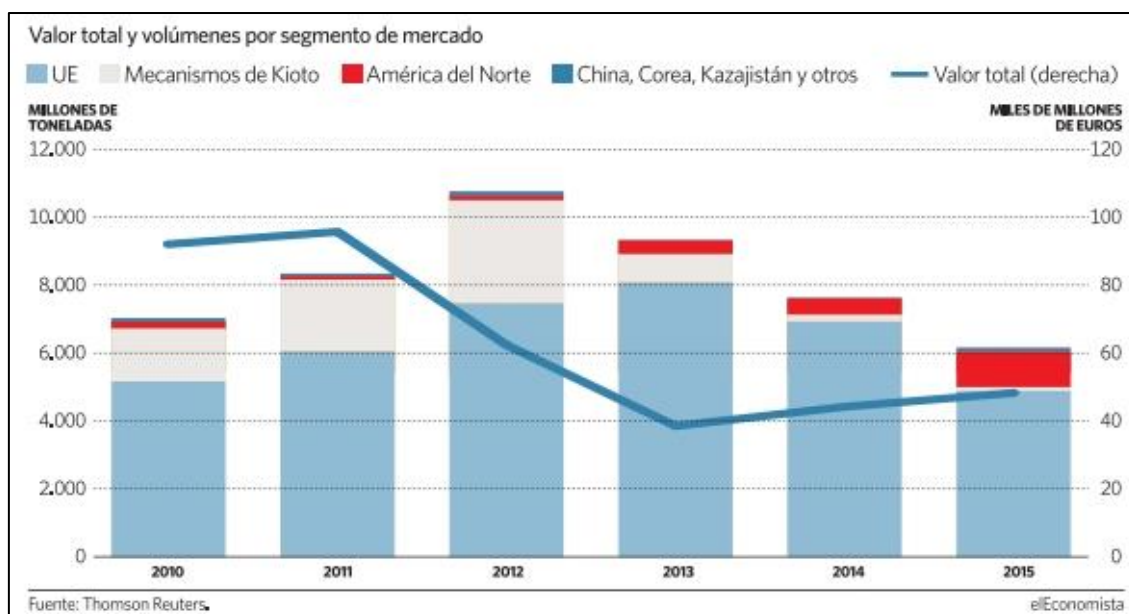


Figura 2.3: Evolución del mercado del carbono entre 2010 y 2015 en distintos países (Fuente: Thomson Reuters)

Con esto, los gobiernos toman conciencia del problema existente, teniendo que establecer distintas políticas para cumplir los objetivos en los plazos marcados, además de las empresas que ya deben tener en cuenta el medio ambiente a la hora de tomar decisiones.

Pese a que el Protocolo de Kyoto es el más importante, no es el único acuerdo internacional que se ha llevado a cabo para frenar las emisiones. Existen otros como el Protocolo de Montreal, organizado por las Naciones Unidas, para proteger la capa de ozono.

Con todo esto, se puede concluir que existe una urgencia real por frenar las emisiones de GEI, y para ello una de las opciones más razonables es impulsar el desarrollo de las energías renovables, mucho más limpias y sostenibles. Además, de esta forma también se reduce la dependencia energética, que hoy en día alcanza el 53,8% en Europa y el 70,8% en España. [3]

A pesar de esto, a día de hoy en España las energías renovables únicamente representan un pequeño porcentaje, como se puede observar en la figura 2.4 a continuación. Del total del consumo energético final en España, las renovables suponen únicamente el 14%.



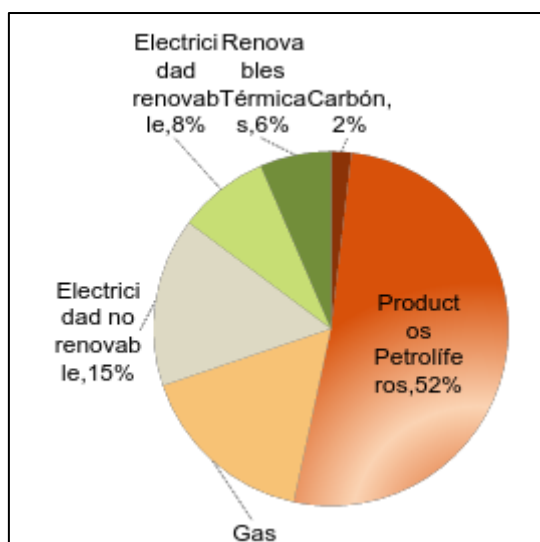


Figura 2.4: Consumo energético final en España durante el 2015 (Fuente: IDAE)

A pesar de representar un pequeño porcentaje, las energías renovables adquieren cada vez más protagonismo en nuestro país.

A continuación en la figura 2.5 se muestra el porcentaje de la demanda de electricidad que cubren las renovables en la Red Eléctrica Española. La tendencia desde el año 2009 es un aumento del uso de estas, creciendo del 28% en 2009 al 42,8% en 2014.

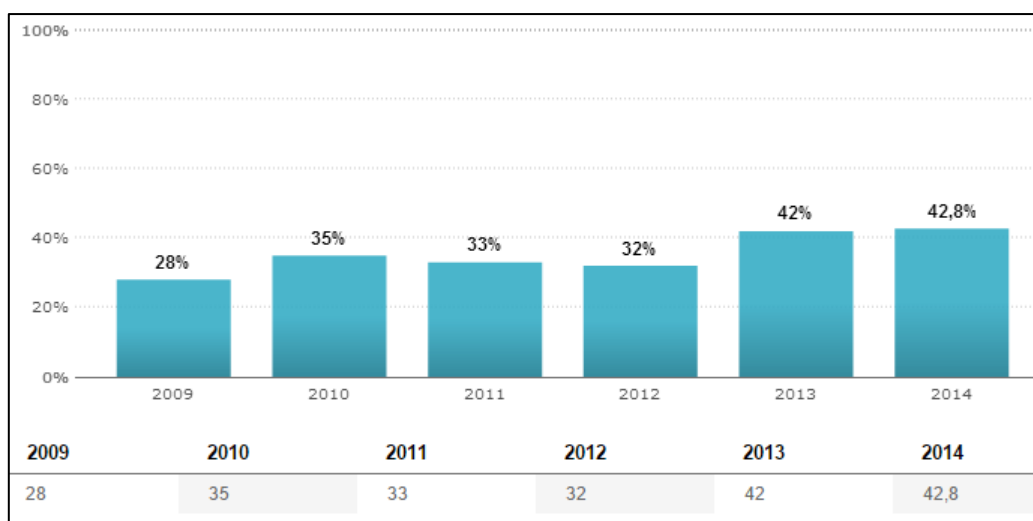


Figura 2.5: Integración de las energías renovables en la Red Eléctrica Española (% sobre la demanda) (Fuente:REE)

## 2.2. Biogás

### 2.2.1. Definición

El biogás es un gas combustible producto de la digestión anaerobia de materia orgánica, denominada biomasa, mediante la acción de microorganismos.

Se produce de forma espontánea en la naturaleza, como por ejemplo mediante la degradación de residuos vegetales en los pantanos, y por este motivo se ha denominado durante mucho tiempo el “gas de los pantanos”.

La principal diferencia entre el biogás y otros combustibles fósiles, como pueden ser el gas natural o los gases licuados del petróleo (GLP), es su origen. El biogás se obtiene mediante un proceso natural de descomposición de materia orgánica (metabolismo anaerobio con metanogénesis), mientras que los gases combustibles como el gas natural o los GLP son de origen fósil. Esto es, los combustibles fósiles provienen de la energía almacenada durante millones de años en los restos fósiles enterrados y su formación es mucho más lenta que la descomposición de la materia orgánica actual que da lugar al biogás.

Al diferenciar ambas fuentes de energía, surge la pregunta del por qué el biogás es considerado como una fuente de energía renovable, si ambas provienen de la descomposición de materia orgánica. El motivo es la existencia de un balance neto de emisiones de CO<sub>2</sub> en el proceso de generación de biogás, es decir, el CO<sub>2</sub> emitido en la combustión del biogás se compensa con el CO<sub>2</sub> necesario para la producción de la materia orgánica o biomasa. En el caso de este proyecto, la materia orgánica utilizada para la producción de biogás son los excrementos del ganado bovino, pero cabe destacar que para obtener estos excrementos, el ganado ha ingerido pasto que para producirse ha consumido el CO<sub>2</sub> en la fotosíntesis, además del fertilizante también obtenido de la digestión anaerobia.

Este ciclo se ilustra en la figura 2.6 a continuación,

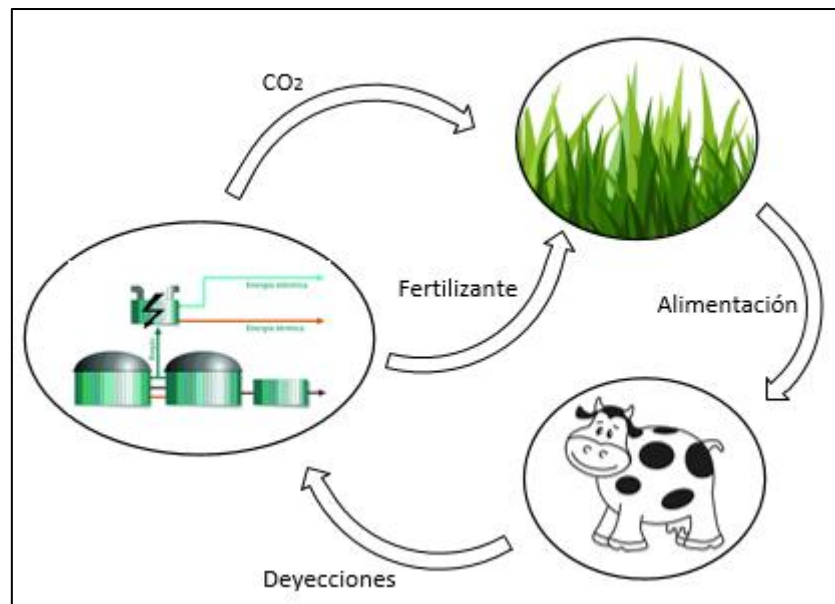


Figura 2.6: Diagrama del ciclo del CO<sub>2</sub> en la producción de biogás (Fuente: Elaboración propia)

### 2.2.2. Historia

El inicio de la investigación se remonta al siglo XVIII cuando Alessandro Volta, físico italiano, descubre y aísla el gas metano, principal componente del biogás.

Más adelante, a mediados del siglo XIX se establece la presencia de microorganismos que participan en el proceso de obtención del biogás, gracias a investigaciones de Louis Pasteur y de su alumno Antoine Béchamp. Unos años más tarde, en 1875 Propoff descubre que el biogás solo se produce en condiciones anaerobias, es decir en ausencia de oxígeno, e investiga acerca de la influencia de la temperatura en la formación del gas metano.

Louis Pasteur, en 1884, investigó sobre la producción de biogás a partir de estiércol de caballo, para iluminar las calles de París.

Con la llegada de la Segunda Guerra Mundial, la escasez de combustibles hace que el biogás recobre una especial importancia. Las investigaciones y el desarrollo a pequeña y gran escala aumentan. A pesar de esto, en la segunda mitad del siglo XX la bajada del precio del petróleo y la fácil disponibilidad de combustibles fósiles, hacen que el interés por esta tecnología decaiga de nuevo.

Hoy en día, China e India son dos países que utilizan mucho esta tecnología, especialmente en zonas rurales ya que tienen una elevada producción agrícola y por consiguiente muchos residuos.

En los países más desarrollados, la investigación y el desarrollo de plantas de biogás están motivados principalmente por razones medioambientales, como son la conciencia energética y el impacto ecológico. Los objetivos principales del uso de esta tecnología

son la gestión de residuos y el fomento de las energías renovables para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

### 2.2.3. Características

#### 2.2.3.1. Composición biogás

La composición del biogás depende en gran medida de la materia orgánica de la que provenga, pero sus dos componentes principales son el metano ( $\text{CH}_4$ ) y el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ).

A continuación, en la tabla 2.1 se muestra una posible composición del mismo.

| COMPONENTE                                    | PORCENTAJE |
|---|------------|
| Metano ( $\text{CH}_4$ )                      | 50-80%     |
| Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ )          | 30-50%     |
| Hidrógeno ( $\text{H}_2$ )                    | 0-2%       |
| Sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) | 0-1%       |
| Monóxido de Carbono ( $\text{CO}$ )           | 0-1%       |
| Nitrógeno ( $\text{N}_2$ )                    | 0-1%       |
| Oxígeno ( $\text{O}_2$ )                      | 0-1%       |
| Amoníaco ( $\text{NH}_3$ )                    | Trazas     |

Tabla 2.1: Tabla de la composición química del biogás obtenido a partir de residuos ganaderos (Fuente: Adaptado de Agencia Andaluza de la Energía [4])

El **metano** es el principal componente del biogás. Es un hidrocarburo altamente inflamable por lo que su uso principal es como combustible, con un alto poder calorífico ( $\text{PCI}=13,2 \text{ kWh/kg}$ ). Es también un gas de efecto invernadero, es decir que su presencia en la atmósfera favorece el aumento de las temperaturas terrestres, y su vida atmosférica es de aproximadamente 12 años. El gas natural está compuesto de hasta un 97% de metano, por lo que se deduce que a mayor porcentaje de metano, mejor será la calidad del biogás y mejores resultados obtendremos en la combustión del mismo.

El índice GWP (*Global-Warming Potential*, Potencial de Calentamiento Global) mide la cantidad de calor que puede atrapar un gas de efecto invernadero en la atmósfera durante un periodo de tiempo, en comparación con el gas de referencia ( $\text{CO}_2$ ). El GWP del metano para 100 años es 21, es decir que si se introdujese la misma masa de metano y de dióxido de carbono a la atmósfera, el metano atraparía 21 veces más calor que el dióxido de carbono durante los próximos 100 años. En otras palabras y en

términos de efecto invernadero, emitir una tonelada de metano es el equivalente de emitir 21 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Por otra parte, destaca la peligrosidad de este gas. No es un gas tóxico, pero al ser altamente inflamable puede formar mezclas explosivas con el aire. El punto de inflamabilidad del metano es -188°C, es decir que a esa temperatura se dan las condiciones necesarias para iniciar la combustión si se aplica una fuente de calor que permita llegar al punto de ignición, punto en el que comienza a arder.

La figura 2.7 muestra el “diamante del metano” con los riesgos que este gas conlleva, según la norma estadounidense NFPA 704:

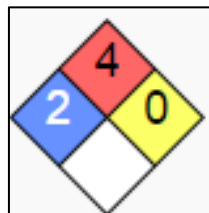


Figura 2.7: Diamante del metano, NFPA 704

El color azul representa el nivel de riesgo que supone para la salud, del 0 al 4 siendo el 4 el más peligroso (mortal). El color rojo representa la inflamabilidad siendo el 4 el más inflamable (por debajo de 25°C). El amarillo representa la reactividad (0 representa que es estable) y el blanco los riesgos específicos.

En conclusión, la recuperación de los residuos ganaderos para producir biogás es una buena alternativa tanto por su alto potencial como combustible por la presencia de metano, como para reducir las emisiones a la atmósfera de este gas tan contaminante.

#### 2.2.3.2. Disponibilidad

Otra característica del biogás es su amplia disponibilidad.

En este proyecto los residuos utilizados para la obtención de biogás provienen del ganado bovino, pero se puede obtener a partir de múltiples clases de residuos orgánicos:

- Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU)
- Aguas residuales, lodos de depuradoras (EDAR)
- Residuos orgánicos de la industria alimentaria: *industrias cerveceras, conserveras, industrias lácteas...*
- Desechos y cultivos agrícolas
- Subproductos de origen animal no destinados a consumo humano (SANDACH): *residuos de mataderos*

- Residuos pesqueros
- Residuos de plantas de biocombustibles: *glicerina generada en las plantas de biodiesel*.

Cabe destacar que no todos los residuos valorizables poseen las mismas propiedades de cara al aprovechamiento, y se deben tener en cuenta distintas variables a la hora de considerar el uso de los distintos residuos. Estas variables son por ejemplo el volumen disponible, el potencial, el porcentaje de metano en el biogás generado, la relación carbono/nitrógeno, los subproductos generados, el pretratamiento requerido...

[4] [5]

A continuación en la figura 2.8 se muestra un gráfico con distintos residuos orgánicos en función de su potencial para la generación de biogás.

El estiércol de vacuno utilizado en este proyecto tiene de los potenciales de generación de biogás más bajos con un valor de aproximadamente 320 L de biogás por kilogramo de masa volátil o sólidos volátiles (este parámetro se estudiará más adelante), a diferencia de otros residuos como la grasa del desnatado de la leche que superan los 1000 L de biogás por kilogramo de sólidos volátiles.

Esto se tendrá en cuenta en la última parte del proyecto, en caso de obtener bajos rendimientos y una cantidad de biogás insuficiente, para realizar una co-digestión de varios sustratos y mejorar los resultados obtenidos.

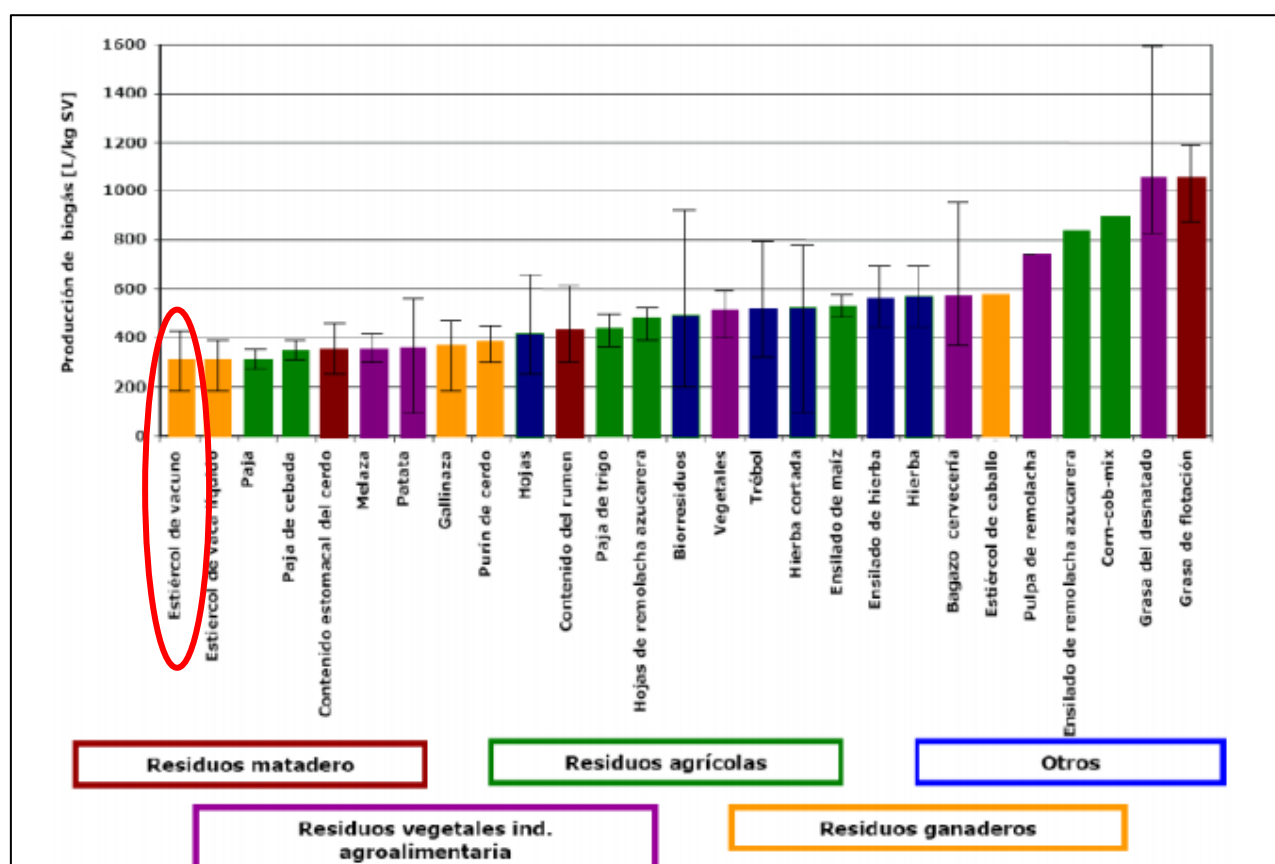


Figura 2.8: Potencial de distintos residuos agroindustriales para la producción de biogás mediante digestión anaerobia (2007, Fuente: AINIA)

### 2.2.4. Ventajas, inconvenientes y aplicaciones

El uso del biogás como alternativa energética en una explotación ganadera proporciona un gran número de **ventajas** que se indican a continuación:

- Gestión de los residuos de la explotación.  
Se reducen malos olores, posibles molestias a poblaciones cercanas, los agentes biológicos patógenos y la amenaza a suelos y aguas. También se reducen los costes de eliminación de residuos, transformándolos en fuente de ingresos adicionales.
- Se reducen las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), lo que conlleva una mejora de la calidad del aire.
- Energía sostenible: balance de CO<sub>2</sub> neutro.
- Se obtiene a partir de numerosos tipos de recursos orgánicos.
- Se genera electricidad y calor de forma sostenible.
- Ahorro energético gracias al autoconsumo, mejora la rentabilidad de la explotación. Coste nulo de los insumos a la planta de biogás.
- Oportunidad de desarrollo de las zonas rurales, ya que garantiza suministro eléctrico descentralizado.  
Para explotaciones aisladas, ahorro en el transporte del combustible.
- Producción continua del biogás durante todo el año, es decir que no está limitada por condiciones atmosféricas, a diferencia de otras energías renovables como la solar o la eólica.
- Reducción dependencia de los combustibles fósiles.
- Obtención de fertilizantes como subproductos en el digestor, que se pueden vender en el mercado. Son fertilizantes ecológicos, muy demandados hoy en día.
- Producto final en forma líquida se puede aprovechar como agua de riego rica en nutrientes.
- Creación de puestos de trabajo relacionados con el desarrollo e implantación de esta tecnología.
- Diversificación de los ingresos (venta de electricidad sobrante a la red y venta de fertilizante).
- Marketing: la imagen de la explotación ganadera va a mejorar de cara al cliente por su compromiso medioambiental.

A pesar de tener múltiples ventajas, también existen algunos riesgos e **inconvenientes**. El principal riesgo se debe al alto contenido en metano. Pese a que el porcentaje de metano determina la calidad del combustible, y a mayor porcentaje mejor se realiza la combustión, esto conlleva ciertos riesgos.

En primer lugar, al ser extremadamente inflamable, si existiese alguna fuga podría dar lugar a incendios al entrar en contacto con el aire. Además, al ser un gas inodoro, si se produce una fuga únicamente sería detectada por instrumentos electrónicos específicos de detección de este gas.

Por otra parte, el metano reduce el porcentaje de oxígeno en el aire provocando asfixia y toxicidad. Por tanto si existe alguna fuga en grietas de la instalación puede dañar la vegetación de los alrededores, e incluso a poblaciones cercanas.

Esto es, que un escape de metano podría desequilibrar totalmente el balance de emisiones y llegar a ser muy perjudicial para el medioambiente.

### Aplicaciones

El biogás obtenido mediante la digestión anaerobia tiene múltiples aplicaciones:

- Generación de electricidad y calor en un motor de cogeneración, como es el caso de este proyecto.
- Alimentación de una red de gas natural si se genera en grandes cantidades, realizando un tratamiento previo (purificación, aditivos...).
- Utilización en el sector del transporte.
- Paralelamente a la generación de biogás se obtienen subproductos que se pueden utilizar como fertilizantes.

[6]

## 2.3.Situación actual del aprovechamiento del residuo ganadero

### 2.3.1. En la Unión Europea

Según el último informe de la Asociación Europea del Biogás (*EBA, European Biogas Association*) [7] de 2015, el uso del biogás ha aumentado considerablemente en los últimos años. En la figura 2.9 se observa que entre 2010 y 2015, el número de plantas de biogás en Europa ha pasado de 10 433 a 17 240 lo que representa un incremento de aproximadamente el 65%. Del mismo modo, la capacidad total de producción de biogás se ha duplicado.



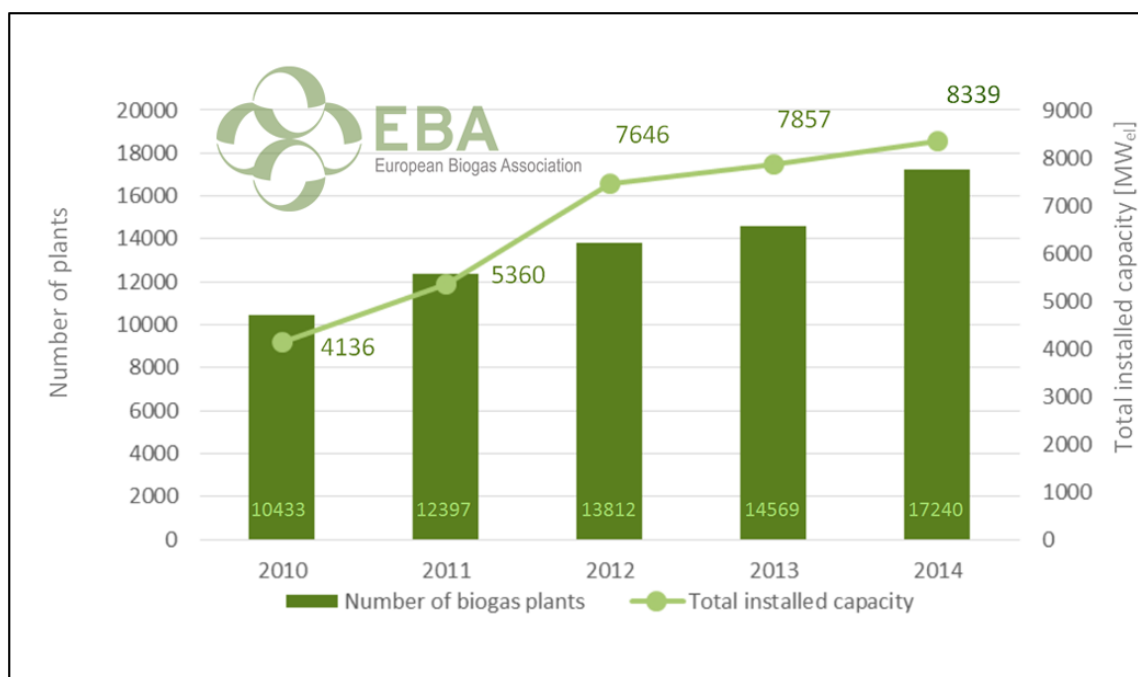


Figura 2.9: Número de plantas de biogás en Europa y capacidad total de producción en MW entre 2010 y 2014 (Fuente: EBA [7])

Por otra parte, las 17 240 plantas de biogás que existen hoy en día en Europa suman una potencia total instalada de 8 293 MW eléctricos y se reparten como vemos en el gráfico de la figura 2.10 a continuación.

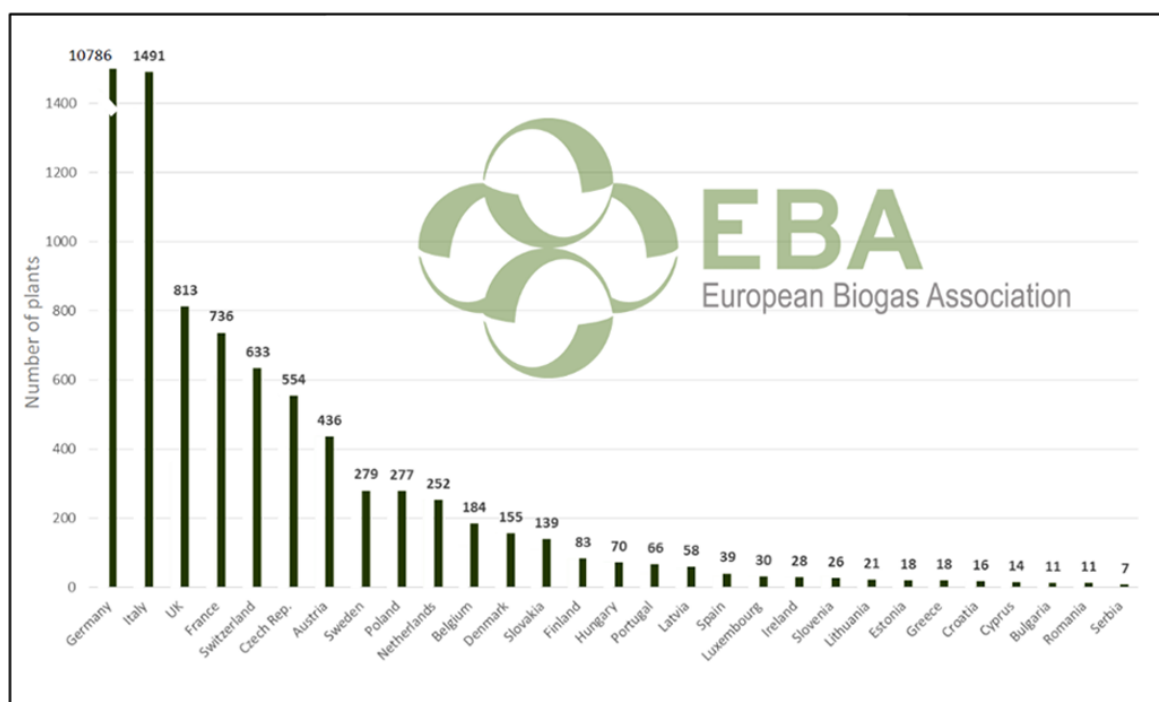


Figura 2.10: Distribución de las plantas de biogás europeas a fecha de 31 de diciembre de 2014 (Fuente: EBA [7])

Analizando el gráfico se puede observar que, con diferencia, Alemania es el país que cuenta con más plantas de producción de esta energía, con 10 786 plantas, que es más del 60% del total en Europa.

Alemania es uno de los países que hoy en día se ha logrado posicionar como líder mundial en energías renovables, y el biogás cobra año tras año mayor importancia dentro de las renovables.

La industria alemana de biogás es pionera en el sector de generación y recuperación de éste, cubriendo toda la cadena de valor de esta tecnología, desde el diseño y financiación hasta el funcionamiento y mantenimiento posterior. [6]

Además, este país busca mediante la ayuda de la legislación promover la producción y utilización de esta energía; por ejemplo, con la ley “Gas NZV” el país tiene como objetivo cubrir con biogás el 6% del consumo de gas natural en 2020. [8]

También destacan otros países como Francia, Suiza, Dinamarca, Austria o Suecia, donde el biogás es una de las alternativas más empleadas para valorizar los subproductos agroalimentarios. Para ilustrar esto con otro ejemplo, en Dinamarca, se ha desarrollado el plan “Energy 21”, con el cual se fomenta el desarrollo y la utilización del biogás, con el objetivo de conseguir que el 35% de las necesidades energéticas del país provengan de energías renovables. Plantas de biogás como la de Lemvig (la mayor planta de biogás en Dinamarca) producen energía eléctrica que venden a la red local, y térmica, con residuos que provienen de distintas explotaciones agrícolas e industrias del país.

Existen más proyectos a nivel europeo como “BIOGAS<sup>3</sup>” [9], un proyecto integrado y cofinanciado por la Unión Europea, que tiene como objetivo fomentar la producción energética a partir del biogás obtenido de residuos agro-alimentarios con el fin de lograr la autosuficiencia energética a pequeña escala (producción inferior a 100 kW). Este proyecto está formado y desarrollado por diez socios (compañías y centros de investigación) de distintos países europeos. Se busca obtener una solución sostenible económica y medioambientalmente al consumo energético para las pequeñas empresas situadas en zonas apropiadas donde hay residuos aprovechables para la obtención de biogás, para así evitar el transporte de los mismos, que supondría un impacto negativo en cuanto a emisiones y costes.

### 2.3.2. En España

En el apartado anterior se observa en el gráfico de la figura 2.10 que a fecha de 31 de Diciembre de 2014, España cuenta con 39 plantas de biogás.

En la figura 2.11 se muestra la distribución de las plantas de biogás existentes en Europa en 2012, para poder realizar una comparación.

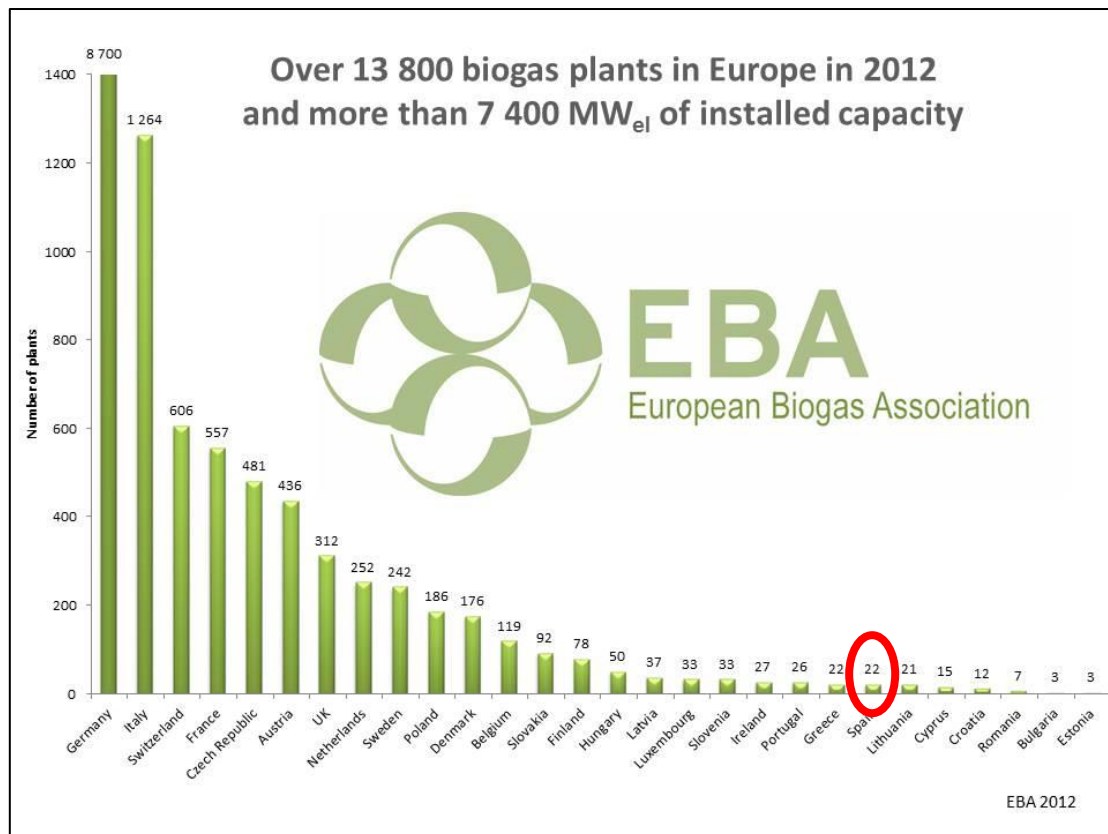


Figura 2.11: Distribución de las plantas de biogás europeas según la EBA a fecha de 31 de diciembre de 2012 (Fuente: Adaptado de EBA, 2012)

En dos años, España ha pasado de 22 a 39 plantas de biogás. A pesar de que el número se haya prácticamente duplicado, éste no supone más que la creación de 17 plantas, mientras que en otros países como Alemania el aumento es del orden de varios miles de plantas. Dicho de otro modo, a finales del año 2014 España solo tiene 39 plantas frente a las 17 240 europeas, lo que supone únicamente el 0,2%. Esto deja sin duda a España en un lugar muy por detrás frente al resto de Europa en cuanto al desarrollo e implantación de esta tecnología.

Por un lado, este retraso se debe a limitaciones por parte del Gobierno (como la tasa del céntimo verde” o la limitación de horas con derecho a retribución), frente a las ayudas que ofrecen en otros países para fomentar la implantación del uso del biogás. A pesar de esto los esfuerzos para que el biogás se utilice y se creen más plantas en España son evidentes. Por ejemplo, en el proyecto BIOGAS<sup>3</sup> mencionado previamente participan dos socios españoles, que son AINIA, un centro tecnológico español sin ánimo de lucro formado por compañías de la industria de la alimentación, y FIAB, la Federación Española de Industrias de Alimentación y Bebidas.

Sin embargo, España es un país en el cual el sector agroindustrial tiene mucha importancia y en el que existen numerosas extensiones dedicadas a producciones agrícolas y animales. Por tanto es un país que genera grandes cantidades de estos

residuos, óptimos para la producción de biogás, pero que como no siempre aprovechados debido a las pocas plantas de generación de esta energía. [10]

A continuación en la figura 2.12 se ilustran estas cantidades de residuos generados con la capacidad de generación de biogás correspondiente, desaprovechados en su gran mayoría.



Figura 2.12: Capacidad de producción de biogás en España (Referencia: Expansión)

## 2.4. Digestión anaerobia

### 2.4.1. Definición

La digestión anaerobia es un proceso microbiológico muy complejo que se desarrolla en ausencia de oxígeno en un biodigestor. La materia orgánica o sustrato, se transforma en biogás mediante la acción de microorganismos que en condiciones aerobias serían inhibidos por el  $O_2$  o sus precursores.

Cuando el medio no contiene oxígeno, los microorganismos anaerobios se desarrollan y consumen la materia orgánica disponible en distintas fases, llegando a transformar la materia orgánica inicial en metano y dióxido de carbono principalmente.

El proceso es muy complejo debido al elevado número de reacciones bioquímicas y de bacterias involucradas.

Consta de cuatro fases en las cuales intervienen distintos tipos de poblaciones de microorganismos: la primera fase es la hidrólisis, a continuación la acidogénesis, la acetogénesis y finalmente la metanogénesis.

El proceso global de la digestión anaerobia se puede esquematizar según se muestra a continuación en la figura 2.13.

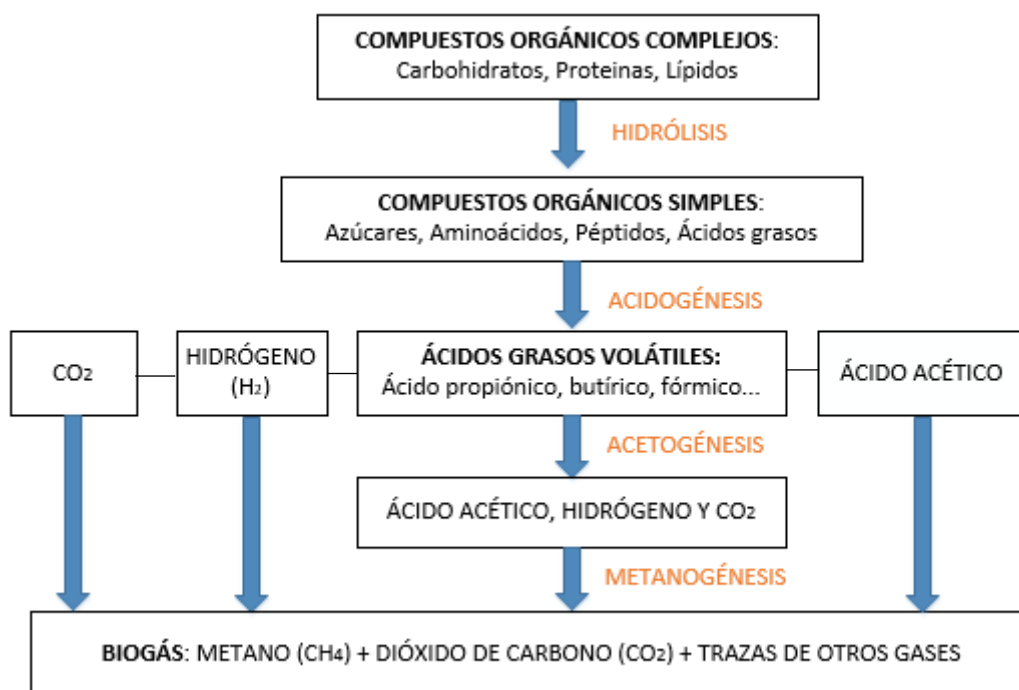


Figura 2.13: Proceso de la digestión anaerobia en un biodigestor para la obtención de biogás (Fuente: elaboración propia)

En el esquema de la figura 2.13 se pueden observar las cuatro fases de la digestión anaerobia, con la transformación de los compuestos orgánicos en cada una de ellas.

El proceso detallado fase por fase se encuentra en el anexo A.

#### 2.4.2. Parámetros para el buen funcionamiento del biodigestor

Es muy importante tener en cuenta una serie de parámetros del biodigestor para asegurar su buen funcionamiento y una correcta producción de biogás. Para ello hay que comprobar periódicamente cada parámetro que se describe a continuación, y si su valor se encuentra dentro de un rango de valores establecido, será señal de que la producción de biogás se está realizando correctamente.

- Condiciones anaerobias

Como ya se ha explicado previamente, es necesario que las condiciones dentro del biodigestor sean estrictamente anaerobias, es decir en ausencia de oxígeno.

- Temperatura

Los microorganismos que actúan en las cuatro fases del proceso son muy sensibles a las condiciones ambientales, entre ellas a la temperatura. Por tanto, este es uno de los parámetros más importantes que se debe tener en cuenta durante el funcionamiento del biodigestor.

A mayor temperatura, mayor es la velocidad de crecimiento de microorganismos y mayor la producción de biogás.

Se distinguen tres rangos de temperaturas:

- Psicrófilo: temperaturas inferiores a 25°C. En este rango de temperaturas el proceso de formación de biogás es lento.
- Mesófilo: entre 25°C y 45°C. Este es el rango más utilizado para la producción de biogás, ya que las bacterias se desarrollan fácilmente, y el proceso de formación de biogás es rápido y con buen rendimiento.
- Termófilo: entre 45°C y 60°C. En este rango de temperaturas la producción de biogás es mucho más rápida. Además, los organismos patógenos se eliminan de forma más eficaz, se produce un efecto “desinfectante”.

A pesar de ello, no se suele utilizar ya que requiere un control muy preciso. Este rango de temperaturas es muy inestable ante cualquier cambio en las condiciones de operación del biodigestor, por lo tanto se debe tener un control tan preciso que en plantas de pequeña producción no resulta rentable económicamente.

- pH

El pH en el interior del biodigestor debe ser lo más neutro posible pudiendo fluctuar entre 6,5 y 7,5.

Este parámetro influye directamente en la composición del biogás obtenido, llegando incluso a no producirse si se aleja mucho del pH neutro.

Si el pH es ácido, es señal de que se han generado más ácidos grasos de lo normal durante la hidrólisis. En este caso es necesario regular la entrada de influente para reducir la generación de ácidos y que el pH aumente.

- Tiempo de permanencia o tiempo de retención hidráulico

El tiempo de retención hidráulico (TRH) es el tiempo que permanece el influente en el digestor hasta la obtención del biogás.

Se define como,

$$TRH = \frac{\text{Volumen útil digestor (m}^3\text{)}}{\text{Caudal alimentación (}\frac{\text{m}^3}{t}\text{)}}$$

Existe una estrecha relación entre el TRH y la temperatura del biodigestor, puesto que ésta determina la velocidad de crecimiento de los microorganismos responsables de la producción del biogás. Es decir, a mayor temperatura, menor tiempo de retención hidráulico.

- DQO

La demanda química de oxígeno (DQO) es un parámetro que mide la cantidad de sustancias disueltas o en suspensión en una muestra, susceptibles de ser oxidadas. Dicho de otro modo, este parámetro mide el porcentaje de materia orgánica biodegradable presente en el afluente introducido en el biodigestor.

- Mezclado del digestor

El agitador permite mantener una mezcla homogénea en el biodigestor mediante el transporte de materia, favoreciendo la formación de los distintos compuestos a lo largo del proceso. A su vez permite reducir el tiempo de retención hidráulico.

Es importante controlar el grado de agitación, ya que si éste es insuficiente no se realiza una correcta transferencia de sustrato a los microorganismos, pero si es excesivo se puede incluso llegar a impedir la formación de los distintos compuestos durante el proceso.

[11] [12]

### 2.4.3. Composición del sustrato

El sustrato debe ser rico en nutrientes para el correcto desarrollo de los microorganismos que llevan a cabo el proceso de la digestión.

Los principales nutrientes necesarios son el carbono y el nitrógeno, aunque también deben estar presentes el fósforo, el azufre y el hierro.

La relación carbono/nitrógeno es esencial: debe ser aproximadamente igual a  $C/N=30:1$ , ya que el proceso consume treinta veces más carbono que nitrógeno. El carbono es una fuente de energía para las bacterias y el nitrógeno contribuye a la formación de nuevas células.

Sin embargo, si la relación es más amplia, hay un exceso de carbono y el proceso se acidifica.

Si la relación es más estrecha y hay un exceso de nitrógeno, este reacciona con otras moléculas dando lugar a amoníaco elevando el pH e incluso llegando a inhibir el proceso.

Según el manual práctico de diseño “Dimensionamiento, Diseño y Construcción de Biodigestores y Plantas de Biogás” [14], la relación C/N del estiércol de ganado vacuno es de

25:1, valor próximo a 30:1. El porcentaje total de carbono en el estiércol es de 7,3% y el de nitrógeno es de 0,62%.

También se deben realizar con frecuencia muestreos del sustrato para comprobar que no contenga elementos que puedan inhibir el proceso.

Los ácidos grasos volátiles a altos niveles, al igual que el amonio, generan problemas serios de inhibición del desarrollo de los microorganismos. Por otra parte, el sustrato también puede contener pesticidas, desinfectantes, antibióticos o metales pesados.

Por ello resulta esencial tenerlo en cuenta, para no llevar a cabo la digestión anaerobia sin obtener los resultados deseados.



### 3. Caso de estudio

#### 3.1. Ubicación geográfica

La ubicación escogida para el emplazamiento de la planta de biogás de la explotación láctea es la zona norte de España, más precisamente en la Comunidad Autónoma de Galicia.

Según el Catálogo Oficial de Razas de Ganado del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente del Gobierno de España, en la Cornisa Cantábrica se concentra el 60% de ejemplares de la raza bovina Frisona en España.

De todas las Comunidades Autónomas que forman la Cornisa Cantábrica, Galicia es la región donde la concentración de ganado de la raza Frisona es mayor.

De hecho, como se muestra en la tabla 3.1 a continuación, con 46 339 cabezas de ganado en 2014, Galicia es la Comunidad Autónoma que cuenta con mayor número, aproximadamente un 36% del total.

| Comunidad Autónoma      | Fincas       | Machos   |           |            |           |          |          |              | Hembras    |              |               |               |              |            |              |                | Total Animales |
|-------------------------|--------------|----------|-----------|------------|-----------|----------|----------|--------------|------------|--------------|---------------|---------------|--------------|------------|--------------|----------------|----------------|
|                         |              | EX       | MB        | BB         | B         | R        | IN       | Total Machos | EX         | MB           | BB            | B             | R            | IN         | RA Aptas     | Total Hembras  |                |
| Andalucía               | 331          | 1        | 18        | 54         | 4         | 1        | 0        | 78           | 32         | 851          | 5.344         | 4.388         | 488          | 11         | 1.102        | 12.216         | 12.294         |
| Aragón                  | 24           | 0        | 0         | 1          | 0         | 0        | 0        | 1            | 1          | 52           | 640           | 810           | 92           | 5          | 33           | 1.633          | 1.634          |
| Cantabria               | 789          | 0        | 4         | 28         | 6         | 0        | 0        | 38           | 28         | 587          | 4.380         | 3.959         | 273          | 5          | 1.235        | 10.467         | 10.505         |
| Castilla y León         | 442          | 0        | 1         | 6          | 1         | 0        | 0        | 8            | 17         | 480          | 5.633         | 5.268         | 462          | 8          | 710          | 12.578         | 12.586         |
| Castilla-La Mancha      | 210          | 0        | 1         | 7          | 2         | 0        | 0        | 10           | 4          | 147          | 2.148         | 2.611         | 302          | 7          | 499          | 5.718          | 5.728          |
| Cataluña                | 342          | 0        | 5         | 11         | 5         | 0        | 0        | 21           | 23         | 512          | 4.907         | 5.376         | 564          | 20         | 1.216        | 12.618         | 12.639         |
| Comunidad de Madrid     | 25           | 0        | 0         | 0          | 0         | 0        | 0        | 0            | 5          | 39           | 376           | 387           | 48           | 2          | 198          | 1.057          | 1.057          |
| Comun. Foral de Navarra | 153          | 0        | 2         | 5          | 0         | 0        | 0        | 7            | 17         | 254          | 2.094         | 1.568         | 109          | 2          | 224          | 4.268          | 4.275          |
| Comunidad Valenciana    | 14           | 0        | 0         | 0          | 0         | 0        | 0        | 0            | 0          | 51           | 768           | 654           | 41           | 1          | 32           | 1.547          | 1.547          |
| Extremadura             | 7            | 0        | 0         | 0          | 0         | 0        | 0        | 0            | 0          | 6            | 52            | 28            | 3            | 0          | 1            | 90             | 90             |
| Galicia                 | 3.220        | 0        | 13        | 48         | 18        | 1        | 0        | 80           | 49         | 1.619        | 18.627        | 20.973        | 2.014        | 34         | 2.943        | 46.259         | 46.339         |
| Islas Baleares          | 150          | 0        | 5         | 11         | 2         | 0        | 0        | 18           | 8          | 255          | 976           | 796           | 74           | 1          | 161          | 2.271          | 2.289          |
| País Vasco              | 262          | 0        | 1         | 1          | 0         | 0        | 0        | 2            | 5          | 224          | 1.899         | 1.790         | 179          | 2          | 182          | 4.281          | 4.283          |
| Principado de Asturias  | 947          | 0        | 4         | 19         | 4         | 0        | 0        | 27           | 45         | 853          | 5.640         | 4.466         | 251          | 6          | 1.012        | 12.173         | 12.200         |
| Varios                  | 1            | 0        | 4         | 5          | 2         | 0        | 0        | 11           | 0          | 0            | 0             | 0             | 0            | 0          | 0            | 0              | 11             |
| <b>Total nacional</b>   | <b>6.917</b> | <b>1</b> | <b>58</b> | <b>196</b> | <b>44</b> | <b>2</b> | <b>0</b> | <b>301</b>   | <b>234</b> | <b>5.930</b> | <b>53.386</b> | <b>53.074</b> | <b>4.900</b> | <b>104</b> | <b>9.548</b> | <b>127.176</b> | <b>127.477</b> |

Tabla 3.1: Cabezas de ganado de raza Frisona calificados por Comunidades Autónomas (2014, Fuente: Conafe)

Por otra parte, según datos oficiales del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente del Gobierno de España, Galicia es la Comunidad Autónoma en la que el productor cobra menos por litro de leche producido, siendo 0,279€/l en el mes de abril de 2016, respecto a cifras como 0,302€/l en el País Vasco o 0,325€/l en Asturias (ver la tabla 3.2 a continuación).

| CCAA               | ENE          | FEB          | MAR          | ABR          |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Andalucía          | 0,338        | 0,333        | 0,332        | 0,330        |
| Aragón             | 0,313        | 0,297        | 0,297        | 0,284        |
| Asturias           | 0,326        | 0,326        | 0,327        | 0,325        |
| Baleares           | 0,327        | 0,325        | 0,323        | 0,310        |
| Canarias           | 0,451        | 0,451        | 0,452        | 0,452        |
| Cantabria          | 0,300        | 0,298        | 0,295        | 0,288        |
| Castilla-La Mancha | 0,323        | 0,322        | 0,319        | 0,309        |
| Castilla y León    | 0,314        | 0,310        | 0,307        | 0,299        |
| Cataluña           | 0,317        | 0,319        | 0,309        | 0,298        |
| Extremadura        | 0,322        | 0,315        | 0,314        | 0,311        |
| Galicia            | 0,288        | 0,285        | 0,282        | 0,279        |
| Madrid             | 0,317        | 0,316        | 0,310        | 0,297        |
| Murcia             | 0,299        | 0,293        | 0,292        | 0,290        |
| Navarra            | 0,314        | 0,307        | 0,306        | 0,300        |
| País Vasco         | 0,344        | 0,343        | 0,345        | 0,344        |
| La Rioja           | 0,325        | 0,320        | 0,320        | 0,312        |
| C. Valenciana      | 0,325        | 0,323        | 0,317        | 0,302        |
| <b>TOTAL</b>       | <b>0,308</b> | <b>0,306</b> | <b>0,303</b> | <b>0,298</b> |

Tabla 3.2: Evolución del precio pagado por litro al productor a lo largo del año 2016 (en €), (2016, Fuente: Magrama)

El hecho de que el productor gallego sea el que menos cobra por litro producido refuerza la motivación inicial del proyecto. Se busca aumentar a largo plazo el beneficio económico de la explotación, reduciendo la dependencia energética, y de esta forma maximizar el beneficio obtenido por cada litro de leche producido y vendido.

### 3.2. Tamaño y características

La explotación ganadera estudiada cuenta con 1200 ejemplares de la raza bovina Frisona en edad productiva.

A continuación se obtiene la cantidad de leche producida a lo largo de un año.

Los datos utilizados se extraen del catálogo oficial de razas del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente del Gobierno de España, de la ficha de la raza bovina Frisona [13].

El periodo de lactación de una vaca Frisona tiene una duración de 371 días, y durante este periodo produce una media de 10 841 kg de leche, es decir una media de 29,2 kg de leche al día en periodo de lactación.

Por otra parte, el intervalo entre partos es de aproximadamente 431 días. Esto es, que una vez termina el periodo de lactación transcurren 60 días en los cuales la vaca se encuentra en un periodo denominado “periodo seco” durante el cual no produce leche.

En el gráfico a continuación (figura 3.1), se representan los distintos periodos de la vaca y la producción de leche entre dos partos.

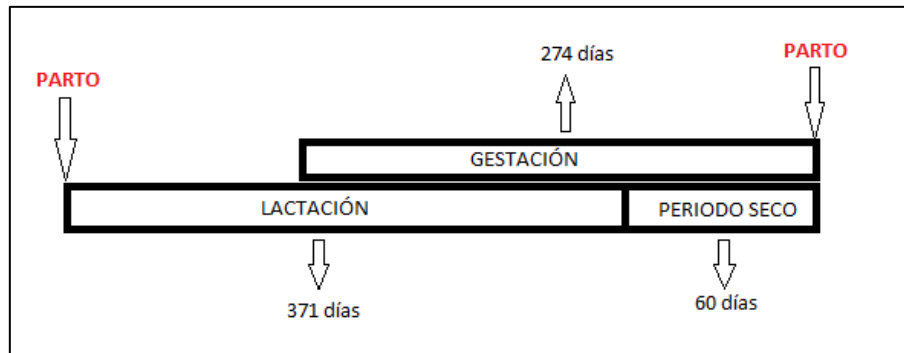


Figura 3.1: Producción láctea de una vaca Frisona entre partos (Fuente: elaboración propia)

Entre partos transcurren 431 días, durante los cuales cada ejemplar produce 10 841 kg de leche, es decir 25,15 kg de media de leche por día y vaca, teniendo en cuenta los días del periodo seco.

Para el total de 1200 ejemplares:

$$\text{Leche total diaria} = 1200 * 25,15 = 30\,180 \text{ kg de leche/día}$$

Durante el periodo de un año:

$$\text{Leche total anual} = 30\,180 * 375 = 11\,317\,500 \text{ kg de leche/año}$$

### 3.3. Aprovechamiento residuos orgánicos: producción de biogás

Los residuos orgánicos del ganado, es decir el estiércol y los purines, se van a aprovechar para producir biogás mediante la digestión anaerobia en el digestor.

En los establos, los animales se encuentran sobre camas de paja, que junto a las heces forman el estiércol.

Como no se dispone de datos reales, los valores utilizados en este proyecto son unos valores de referencia utilizados generalmente en el diseño de digestores en países europeos.

Se extraen del manual práctico de diseño “Dimensionamiento, Diseño y Construcción de Biodigestores y Plantas de Biogás” (edición Aqualimpia Engineering e.K) [14].

En primer lugar es necesario definir dos parámetros que tienen una gran influencia en el dimensionamiento de digestores alimentados con residuos de ganado; la masa seca (MS) y la masa volátil (MV).

- **Masa seca** (MS)

La masa seca se define como la cantidad de sólidos que contiene el estiércol. Para calcular el porcentaje de masa seca se excluye el agua. El porcentaje de masa seca introducida en los digestores debe ser aproximadamente igual a 10% para que la digestión anaerobia se realice de forma adecuada. Si el estiércol tiene un porcentaje de MS superior al 10%, se debe diluir en agua.

- **Masa volátil** (MV)

La masa volátil se define como el porcentaje real de masa orgánica contenido en la biomasa, es decir el porcentaje de la biomasa que produce biogás. Se mide en porcentaje respecto a la masa seca.

Estos dos parámetros varían en función del tipo de materia orgánica, e incluso para un mismo tipo influyen numerosos factores que hacen que los valores no se mantengan siempre constantes.

En el caso del estiércol del ganado, influyen factores como la alimentación, el peso y el tipo de confinamiento de los animales.

En una planta de biogás real, es importante realizar un estudio físico-químico previo de la biomasa introducida en el digestor para determinar los valores exactos de masa seca y masa volátil, y así poder determinar la producción real de biogás.

En este proyecto se toman los siguientes valores:

$$\begin{aligned} \%MS &= 8\% \\ \%MV &= 83\% \text{ de la masa seca} \\ &[14] \end{aligned}$$

A continuación se calcula la cantidad de estiércol que genera cada cabeza de ganado.

Cada kilogramo de peso vivo de animal genera 0,086 kg de estiércol al día. [14]

Es decir, un bovino adulto de raza Frisona con un peso medio de 600 kg genera:

$$\text{Estiércol /día} = 0,086 \frac{\text{kg estiércol}}{\text{kg peso} * \text{día}} * 600 \text{kg peso} = 51,6 \frac{\text{kg estiércol}}{\text{día}}$$

Esto son 18 834 kg de estiércol por cabeza de ganado a lo largo de un año.

Por otra parte, un kilogramo de masa volátil genera entre 0,25 m<sup>3</sup> y 0,4 m<sup>3</sup> de biogás en el digestor. [14]

Se toma el valor medio de 0,325 m<sup>3</sup> de biogás por kilogramo de masa volátil.

Se obtiene,

$$\text{Biogás generado} = 51,6 \frac{\text{kg estiércol}}{\text{cabeza} * \text{día}} * 0,08 * 0,83 * 0,325 \frac{\text{m}^3 \text{biogás}}{\text{kg MV}}$$

$$\text{Biogás generado} = 1,1135 \frac{\text{m}^3 \text{biogás}}{\text{cabeza} * \text{día}}$$

Para el total de 1200 ejemplares de la raza bovina Frisona esto supone una producción de aproximadamente 1 336,2 m<sup>3</sup> de biogás diarios.

Es muy importante que el número de ejemplares en la explotación se mantenga constante a lo largo del año para optimizar la producción de biogás.

La cantidad de residuos, es decir la relación de alimentación con la que se alimenta el digestor debe mantenerse relativamente constante para que funcione de forma óptima. Si el digestor se alimenta con una cantidad de residuos superior a la de diseño (esto es, hay más de 1200 ejemplares), la producción de biogás por unidad de materia orgánica introducida disminuye puesto que hay más materia orgánica que microorganismos, además de dificultar la movilidad de estos.

Si por lo contrario, la cantidad de residuos con la que se alimenta el digestor es menor que la cantidad de diseño, las bacterias anaerobias presentes en el digestor no tienen suficiente alimento y mueren, disminuyendo la producción de biogás.

Por lo tanto a la hora de definir el control del digestor, se deberá controlar de manera estricta la cantidad de sustrato introducida para que se mantenga siempre constante.

### 3.4. Aspectos normativos

La generación de energía mediante el uso del biogás como combustible, se enmarca en el **Real Decreto 661/2007** de 25 de mayo [15], por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La instalación de este proyecto corresponde en el Decreto con el subgrupo a.1.3, ya que el biogás supone al menos el 90% de la energía primaria utilizada, y con el subgrupo b.7.2 por el tipo de residuos utilizados (procedentes de ganado).

En el artículo 35 se presentan las tarifas y primas para instalaciones de la categoría a, donde se presenta la tarifa regulada en céntimos de euro por kWh producido. Estos datos se profundizarán en el análisis económico.

Por otra parte, en el anexo I del Real Decreto viene dado un rendimiento eléctrico equivalente (REE) mínimo para las instalaciones de producción. Para el biogás incluido en el grupo b.7 este rendimiento mínimo es del 50%. Esta es una condición a tener en cuenta para poder acoger la instalación al régimen especial regulado por este real decreto.

El rendimiento eléctrico equivalente se obtiene a través de la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{Ref H}}$$

Siendo,

E: energía eléctrica generada

Q: consumo de energía primaria

V: producción de calor útil o energía térmica

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor, publicado en el anexo II de la Decisión de la Comisión de 12 de octubre de 2015.

El valor de Ref H a partir de 2016 para el biogás de la digestión anaerobia y el sistema de calefacción con agua caliente es de 80%.

Además, el anexo III de Real Decreto 661/2007 se incluye el modelo de inscripción en el registro, y en el anexo VI la solicitud necesaria de inclusión de la instalación en el artículo 46, artículo en el que se incluyen las instalaciones de este tipo.

Estos dos documentos detallados se encuentran en el anexo B del proyecto.

## 4. Dimensionamiento y diseño de la planta de biogás

### 4.1. Introducción

A continuación se va a diseñar la planta de biogás. Para ello se dimensionarán los componentes principales de la misma: el tanque de alimentación, los biodigestores, el tanque de almacenamiento del digestato y la unidad de cogeneración.

El diseño se puede llevar a cabo mediante de tres métodos diferentes.

El primero de ellos se basa en la cantidad de estiércol disponible, y se utiliza en granjas ya existentes en las cuales se quiere aprovechar al máximo el estiércol disponible para así maximizar la producción de biogás.

El segundo método se realiza de acuerdo a restricciones en el terreno, como puede ser la limitación de espacio para la instalación del digestor.

El tercer y último método se lleva a cabo de acuerdo a la necesidad de biogás; en este caso se desea cubrir con el biogás producido un determinado porcentaje del consumo energético de la granja, y con esta cantidad se obtiene el sustrato necesario para introducir en el digestor y determinar las dimensiones del mismo.

En este proyecto se van a diseñar los distintos elementos siguiendo el primer método, es decir partiendo del estiércol generado a diario por los 1200 bovinos de la explotación ganadera.

### 4.2. Componentes principales

#### 4.2.1. Tanque de alimentación

La función del tanque de alimentación es mezclar y homogeneizar el estiércol, para a continuación introducirlo en el digestor.

El estiércol se recoge a diario de los establos y se introduce en el tanque de alimentación, que debe estar fabricado de un material inerte.

En este caso no es necesario realizar un pre-tratamiento para reducir el tamaño de la materia orgánica, puesto que en el estiércol no hay partículas excesivamente grandes. Con una simple homogeneización es suficiente.

La homogeneización del estiércol se lleva a cabo mediante un agitador de hélice, uno de los más utilizados para agitaciones mecánicas.

Se recomienda que el porcentaje de dilución de la biomasa que alimenta el digestor sea del 10%, es decir, cuando el porcentaje de masa seca de la materia orgánica es superior al 10% se debe diluir en agua. [14]

En este proyecto se toma el valor de %MS de 8%, por tanto no se requiere diluir el estiércol.

Una vez la biomasa preparada para alimentar el biodigestor, se bombea hasta este con la ayuda de un sistema de bombeo.

Cabe destacar que se utiliza un sistema de bombeo puesto que la biomasa se considera en estado líquido ya que el porcentaje de sólidos es inferior a 10%. Si la biomasa tuviese un porcentaje de sólidos superior a 10%, se consideraría sólida o semisólida y se alimentaría el digestor a través de un cargador de tornillo.

El tanque de alimentación debe ser de geometría cilíndrica para optimizar el mezclado, ya que así no se acumulan sólidos en las esquinas.

Se procede al cálculo de las dimensiones del tanque:

Para las 1200 cabezas de ganado bovino, a diario se obtiene la siguiente cantidad de materia prima para carga [17]:

$$MPC = 51,6 \frac{kg \text{ estiércol}}{día} * 1200 \text{ cabezas} = 61\,920 \frac{kg \text{ estiércol}}{día} = 103,2 \frac{m^3}{día}$$

Siendo  $\rho_{estiercol} = 600 \text{ kg/m}^3$

El volumen del tanque de alimentación debe ser como mínimo de 103,2 m<sup>3</sup>.

El volumen de un cilindro se define como  $V = \pi * R^2 * H$  con R siendo el radio y H la altura del mismo.

Para el volumen mínimo  $V_{diseño} = 103,2 \text{ m}^3$  se diseña con las siguientes dimensiones:

$$\begin{aligned} R_{diseño} &= 3 \text{ m} \\ H_{diseño} &= 3,65 \text{ m} \end{aligned}$$

Para las posibles fluctuaciones de carga, se prevé un porcentaje de seguridad llamado borde libre.

El porcentaje de seguridad generalmente equivale a un 20% del volumen calculado. [14]



$$V_{seguridad} = 20\%V_{diseño} = 20,64m^3$$

Para el radio de diseño, queda la siguiente altura de seguridad

$$R_{diseño} = 3\text{ m}$$
$$H_{seguridad} = 0,73\text{ m}$$

Las dimensiones finales del tanque quedan,

$$R_{tanque\text{ alimentación}} = R_{diseño} = 3m$$

$$H_{tanque\text{ alimentación}} = H_{diseño} + H_{seguridad} = 4,38m$$

$$V_{tanque\text{ alimentación}} = 1,2 * V_{diseño} = 123,84\text{ m}^3$$

De esta forma, además de prever un margen para posibles variaciones en la carga diaria introducida, se evita cualquier desbordamiento al realizar la mezcla.

Las medidas finales del tanque de alimentación se muestran en la figura 4.1 a continuación,

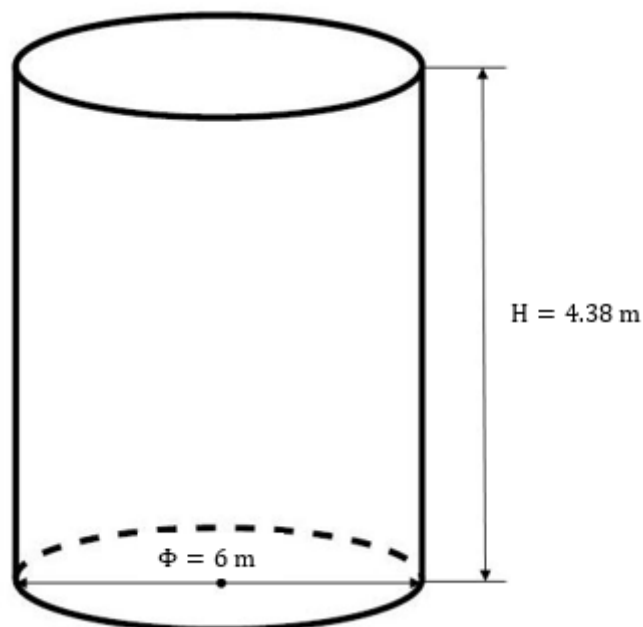


Figura 4.1: Dimensiones del tanque de alimentación (Fuente: elaboración propia)

#### 4.2.2. Biodigestores

##### 4.2.2.1. Tecnologías de digestión anaerobia. Tipos de biodigestores.

Existen múltiples procesos de digestión anaerobia. Se clasifican según las siguientes características:

- **Periodo de carga del digestor: proceso continuo o discontinuo**

Proceso continuo: son los procesos en los cuales el sustrato se introduce de forma continua y regular, del mismo modo que se obtiene el biogás y el digestato.

Proceso discontinuo: son los procesos en los cuales el digestor se llena inicialmente con el sustrato, y se vacía una única vez al final del proceso anaerobio obteniendo el biogás y el digestato. En estos procesos el tiempo de retención hidráulico (TRH) coincide con el tiempo de permanencia del sustrato en el digestor.

- **Proceso de vía húmeda o seca**

Se clasifican en función del porcentaje de residuos sólidos del sustrato introducido en el digestor.

Vía húmeda: En los procesos de vía húmeda los residuos deben mezclarse con agua, otro residuo líquido, o incluso con el efluente líquido mediante recirculación del mismo.

Vía seca: En estos procesos los residuos sólidos no se mezclan con líquido. Se utiliza sobre todo para residuos sólidos urbanos y se requiere un reactor de tipo flujo pistón para trasladar los residuos a través del digestor.

- Con o sin recirculación del efluente
- Con o sin agitación
- Según el rango de temperaturas de trabajo
- Número de etapas (normalmente una o dos)

En el mercado actual existen multitud de digestores anaerobios que responden a cada tipo de proceso.

A continuación se enlistan algunos ejemplos: digestor discontinuo, de mezcla completa, flujo pistón, de lecho fluidizado, de lecho en película, de contacto...

Cada residuo exige seleccionar el proceso y el digestor más apropiado según las características del mismo. Para la digestión anaerobia de residuos de procedencia

animal, los digestores más utilizados son el digestor de flujo pistón, de mezcla completa, laguna cubierta y lecho en película. [18]

Se detalla el funcionamiento de cada uno de ellos a continuación.

#### 4.2.2.1.1. Digestor de flujo pistón

El digestor de flujo pistón es una de las tecnologías más sencillas, y por tanto de las más económicas.

Consiste en una cámara de digestión vertical u horizontal, siendo el segundo más habitual para así evitar problemas con el manto freático que en ocasiones se sitúa a pocos metros de profundidad. Su perfil suele ser largo y rectangular, aunque depende de las características del terreno pudiendo ser también cuadrado, de hormigón y con una cubierta hermética.

En este tipo de digestores la materia orgánica a digerir o sustrato entra por uno de los laterales y sale por el otro y durante su recorrido por el digestor se lleva a cabo el proceso de digestión anaerobia, como se muestra en la figura 4.2 a continuación. La producción de biogás se realiza de forma continua. Con el avance del sustrato se arrastran también las bacterias anaerobias, lo que repercute en una menor eficiencia que los sistemas de retención de la biomasa.

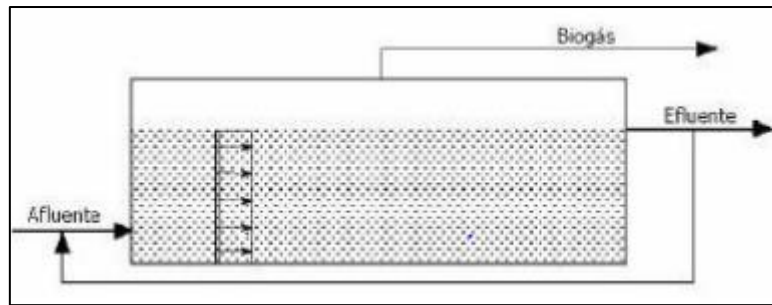
La materia orgánica se mezcla con agua para conseguir la proporción sólido/líquido deseada antes de introducir la mezcla en el digestor, que a su vez es calentado para trabajar en las condiciones de temperatura requeridas por el proceso (rango psicrófilo, mesófilo, termófilo). Para calentar la mezcla se suele utilizar el calor que genera la combustión del propio biogás en el motor de cogeneración.

Al ser un proceso de carga continua se suele utilizar en granjas, establos, o zonas en las que se generen grandes cantidades de residuos de forma habitual.

El tiempo de retención hidráulico de este tipo de digestores suele oscilar entre los 15 y 35 días, y la fracción de sólidos en el sustrato debe ser de alrededor de 12%.

Uno de los inconvenientes de este digestor es la falta de homogeneización de la mezcla; Para ello, se puede recircular el biogás a presión introduciéndolo por la parte inferior del digestor. Del mismo modo puede existir o no un sistema de agitación mecánica.

[16] [18] [19]

Figura 4.2: Digestor de tipo flujo pistón

(Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, 2007)

#### 4.2.2.1.2. Digestor de mezcla completa

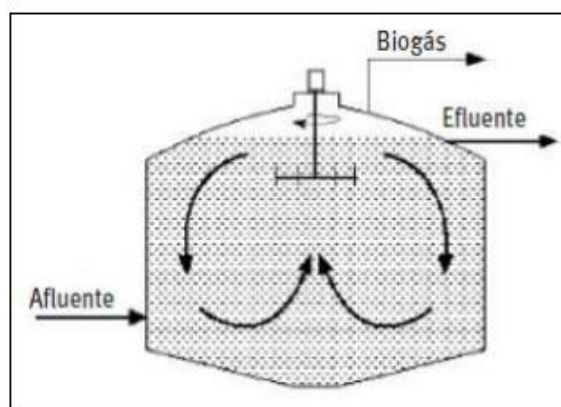
Este digestor es uno de los más utilizados para el tratamiento de residuos mediante digestión anaerobia debido a su sencillez.

Como se puede observar en la figura 4.3 a continuación, el digestor de mezcla completa es un digestor cilíndrico sellado, de acero u hormigón, en el cual la mezcla de materia orgánica y agua se mantiene permanentemente mezclada de forma homogénea mediante un sistema de agitación mecánica (agitador de hélices o de palas...) o neumático (sistema de recirculación del biogás a presión).

Del mismo modo que en el digestor de flujo pistón, se controla la temperatura para situarse en el rango de temperaturas de trabajo requeridas.

El tiempo de retención hidráulico oscila entre los 10 y los 30 días, y el porcentaje óptimo de residuos sólidos en la mezcla debe situarse entre el 3 y el 10%.

La carga puede realizarse de forma continua o discontinua, y puede existir o no recirculación del efluente.

Figura 4.3: Digestor de mezcla completa

(Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, 2007)

#### 4.2.2.1.3. Digestor laguna cubierta

Este es el digestor más económico de todos.

Consiste en una excavación en el suelo, con las paredes revestidas de un material de PVC y cubierta por una geomembrana.

Pueden contar con sistemas de agitación y recirculación.

Estos digestores son ideales para climas cálidos, pues no se controla la temperatura mediante calentamiento, ya que en climas fríos puede incluso no llegar a producirse el biogás. Estos sistemas se controlan peor pues la producción de gas no es constante al depender de la temperatura.

El porcentaje de sólidos en la mezcla debe estar comprendido entre 0,5 y 3% y el tiempo de retención hidráulico es mayor que en los digestores mencionados previamente superando los 30 días.

#### 4.2.2.1.4. Digestor de lecho fijo o en película

Este digestor tiene forma vertical, la entrada del sustrato se sitúa en la parte superior, y la salida en la parte inferior, como se muestra en la figura 4.4 a continuación. [20]

Las bacterias anaerobias están fijas en los intersticios de un soporte inerte formando biopelículas, a través del cual circula el sustrato.

En este tipo de digestores la producción de biogás es mayor y el tiempo de retención hidráulico es inferior que en los anteriores digestores, llegando incluso a 6 días. El porcentaje de sólidos que debe contener la mezcla debe ser inferior a 5%.

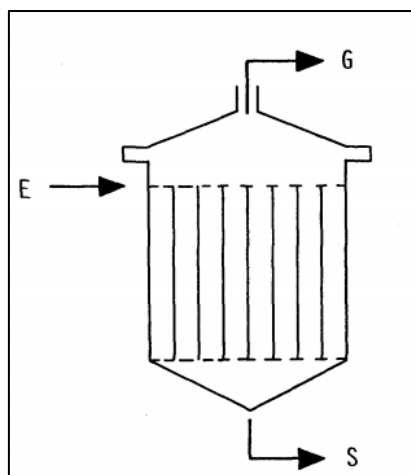


Figura 4.4: Digestor de lecho en película (Fuente: [20])

A continuación, en la tabla 4.1, se recapitulan las características de los digestores descritos sobre estas líneas.

|   | Digestor flujo pistón      | Digestor mezcla completa | Digestor laguna completa | Digestor lecho fijo o en película |
|---|----------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| <b>Geometría</b>                            | Perfil largo y rectangular | Perfil cilíndrico        | Laguna                   | Perfil vertical                   |
| <b>Tipo de carga</b>                        | Continua                   | Continua o discontinua   | Discontinua              | Continua o discontinua            |
| <b>Agitación</b>                            | Opcional                   | Si                       | Opcional                 | No                                |
| <b>Recirculación</b>                        | Opcional                   | Opcional                 | Opcional                 | Opcional                          |
| <b>Control de la temperatura</b>            | Si                         | Si                       | No                       | Si                                |
| <b>Tiempo de retención hidráulico (TRH)</b> | 15-35 días                 | 10-30 días               | >30 días                 | 6-15 días                         |
| <b>Porcentaje de sólidos</b>                | Aproximadamente 12%        | 3-10%                    | 0,5-3%                   | <5%                               |

Tabla 4.1: Tabla comparativa de los digestores más utilizados para tratar residuos ganaderos (Fuente: Elaboración propia)

#### 4.2.2.2. Dimensionamiento y diseño de los biodigestores de la planta

Una vez estudiados los cuatro tipos de digestores más utilizados para digerir sustratos de origen animal, se procede a seleccionar que digestor se va a instalar en la planta.

Por las condiciones climatológicas de Galicia, el digestor de laguna completa queda descartado, y por el contenido en sólidos tan bajo que requiere un digestor de lecho fijo, también se descarta.

Se opta por instalar en primer lugar un digestor de tipo flujo-pistón con agitadores y recirculación del sustrato.

Debido a su sencillez y versatilidad es un digestor muy utilizado en Europa en las plantas de generación de biogás a partir de residuos ganaderos.

A continuación se instala un segundo digestor para reducir al máximo los residuos orgánicos y aprovechar mejor el sustrato obteniendo mayor cantidad de biogás. Este digestor se denomina posdigestor, y se opta por instalar un digestor cilíndrico de tipo mezcla completa con agitación mecánica mediante palas y con una cúpula cubierta por una membrana EPDM para almacenar el biogás.

Por tanto la digestión se realiza en dos fases.

Los agitadores son de motor sumergible y se construyen con el digestor. Están suspendidos de un cable regulable para facilitar su limpieza y mantenimiento.

Mantienen la mezcla homogénea, impidiendo la creación de costras en la superficie y evitando que queden zonas sin mezclar donde no puedan actuar los microorganismos.

Además de homogeneizar el sustrato, también permiten difundir el calor desde las paredes hacia el interior del tanque. [21]

En el primer biodigestor se realiza una primera digestión, y el digestato obtenido se introducirá en el segundo biodigestor para llevar a cabo una digestión secundaria y obtener mayor cantidad de biogás aprovechando así mejor el digestato obtenido.

Se opta por diseñar los digestores de forma que el primero de ellos, de tipo flujo-pistón, no incluye zona de almacenamiento para el biogás, sino una campana de gas con una tubería que conduce el gas al segundo digestor, el de posdigestión. Este almacena el biogás generado en una cúpula cubierta por una delgada membrana de polietileno de alta densidad (HDPE).

Se escoge este material debido a sus excelentes características tanto físicas como químicas: alta resistencia térmica y al impacto, flexibilidad, ligereza, tenacidad y no se ve atacado por los ácidos.

El volumen total del primer digestor, incluye además del volumen útil un porcentaje de seguridad (borde libre). No requiere tener una zona para el almacenamiento de biogás, puesto que este se conduce directamente al segundo digestor a través de una tubería.

Sin embargo, el posdigestor de mezcla completa, además del volumen útil y del porcentaje de seguridad, cuenta con la zona de almacenamiento del biogás generado.

Para dimensionar los biodigestores, es necesario conocer previamente algunos parámetros de operación como la temperatura de los mismos, el tiempo de retención hidráulico (TRH) o la carga orgánica volumétrica (COV).

#### 4.2.2.2.1. Obtención de la temperatura

Para dimensionar el biodigestor es necesario conocer ciertos parámetros previos. El primero de ellos es la temperatura del ambiente y la temperatura del proceso.

La temperatura ambiente es la temperatura con la que llegan los residuos al tanque de alimentación y posteriormente al digestor. Es esencial para determinar el sistema de calefacción necesario.

En este proyecto, se va a estimar una temperatura media anual, basándose en el informe climatológico del año 2015 ofrecido por la Junta de Galicia. [22]

A partir de las temperaturas medidas en 11 estaciones climatológicas distribuidas por Galicia, se calcula la temperatura media anual de 2015, que es de 14,4°C. Del mismo modo se obtiene la temperatura media anual desde el año 2010:

$$\begin{aligned}T_{media\ anual\ 2014}^a &= 14,2^{\circ}C \\T_{media\ anual\ 2013}^a &= 14,0^{\circ}C \\T_{media\ anual\ 2012}^a &= 13,45^{\circ}C \\T_{media\ anual\ 2011}^a &= 14,5^{\circ}C \\T_{media\ anual\ 2010}^a &= 13,65^{\circ}C\end{aligned}$$

Calculando la temperatura media entre 2010 y 2015 se obtiene una temperatura anual de aproximadamente 14°C. Esta es la temperatura que se va a tomar para realizar los cálculos de dimensionamiento y diseño del biodigestor.

También es muy importante tener en cuenta la temperatura mínima media, que es de 5,51°C. Esta se calcula realizando la media aritmética de las temperaturas mínimas durante los meses de invierno (de diciembre a marzo) medidas en estaciones de las cuatro provincias de Galicia entre 2010 y 2015 [22].

Esta será la temperatura utilizada para realizar el balance energético, puesto que en invierno es cuando será necesaria una mayor potencia térmica para la calefacción de los digestores.

Con la temperatura media de 14°C el proceso se situaría en el rango psicrófilo, y la producción de biogás se llevaría a cabo de forma muy lenta.



Como se ha estudiado previamente en el apartado 2.4.2 la temperatura influye de forma directa en el desarrollo de los microorganismos que llevan a cabo la digestión anaerobia. A mayor temperatura, mayor velocidad de crecimiento, y mayor velocidad en la producción de biogás.

Para ello se va a instalar un sistema de calefacción externo en el biodigestor para calentar el sustrato, puesto que el proceso anaerobio no genera calor. Con esto, se logra aumentar la temperatura del proceso y la producción de biogás. El sistema de calefacción externo proviene de una parte del calor generado por el motor de cogeneración.

Es importante destacar que a pesar de que a mayor temperatura, mayor es la eficiencia en la producción de biogás, el proceso se vuelve mucho más sensible a pequeñas variaciones térmicas y de operación. Por ello la instalación se torna más compleja y más costosa económicamente.

Con el sistema de calefacción se va a aumentar la temperatura del proceso de digestión en los digestores hasta aproximadamente 31°C, temperatura dentro del rango mesófilo.

#### 4.2.2.2. Cálculo del tiempo de retención hidráulico (TRH)

La temperatura obtenida previamente está relacionada con el tiempo de permanencia de la biomasa en el digestor hasta que se completa su degradación y se transforma en biogás, es decir con el tiempo de retención hidráulico (TRH).

A mayor temperatura, más rápido se desarrollan los microorganismos y más rápido se produce la degradación de la biomasa, y por tanto disminuye el TRH.

En la “Guía de Implementación de Sistemas de Biogás” de la Unidad de planeación minero energética de la UPME [17], se lleva a cabo una simulación a partir de datos ofrecidos por distintas fuentes para buscar una relación entre la temperatura y el tiempo de retención hidráulico.

Se obtiene una curva de tendencia logarítmica que relaciona el TRH con la temperatura de la siguiente forma,

$$TRH = (-51,227 * \ln(T^{\circ}C) + 206,72) = 30,8 \text{ días}$$

Donde T (°C) es la temperatura de la digestión anaerobia en grados centígrados, es decir 31°C.

El tiempo que permanece la biomasa dentro del digestor es por tanto 30,8 días.

#### 4.2.2.2.3. Balance de masa global del proceso

En este apartado se va a realizar un balance de masa global del proceso para calcular las cantidades de digestato y biogás obtenidas en cada digestión.

La carga diaria de estiércol introducida en el primer biodigestor es de 61 920 kg/día.

De esa carga se obtienen 1 336,2 m<sup>3</sup> de biogás diarios (calculado en el punto 3.3).

Para realizar el balance de masa es necesario convertir esa cantidad a unidades de masa, para lo cual es necesario conocer la densidad del biogás.

La densidad del biogás está comprendida entre 1,16 y 1,27 kg/m<sup>3</sup>. En este proyecto se toma el valor de 1,2 kg/m<sup>3</sup>. [14]

Se procede a calcular la masa del biogás:

$$kg \text{ biogás} = 1\,336,2 \frac{m^3}{día} * 1,2 \frac{kg}{m^3} = 1\,603,4 \frac{kg}{día}$$

Con la masa de biogás se obtiene la masa diaria de digestato resultante de la digestión del estiércol:

$$kg \text{ digestato} = 61\,920 - 1\,603,4 = 60\,316,6 \frac{kg}{día}$$

En la figura 4.5 se esquematiza el balance de masa en el primer digestor.

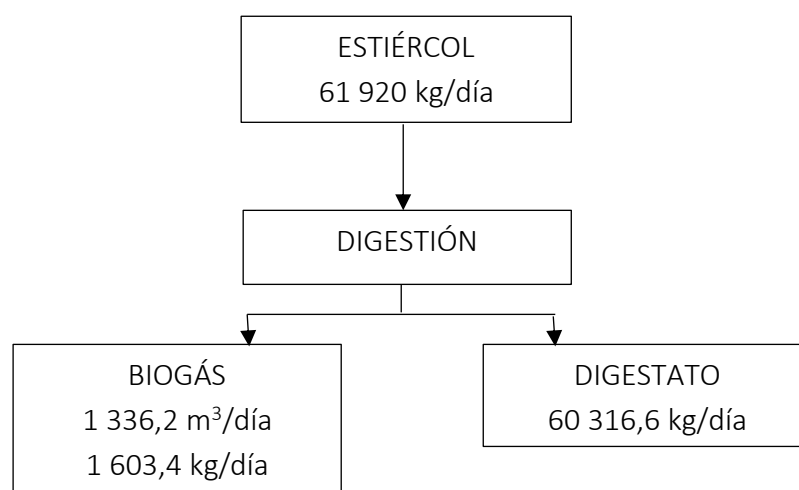


Figura 4.5: Balance de masa en el primer digestor (Fuente: elaboración propia)

Es necesario convertir las unidades de masa de la cantidad de digestato obtenida en unidades de volumen.

Se toma una densidad del mismo de 1 020 kg/m<sup>3</sup>.

$$\text{volumen digestato} = \frac{60\,316,6 \frac{\text{kg}}{\text{día}}}{1\,020 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 50,13 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

Se lleva a cabo un balance de masa en el segundo digestor para calcular la cantidad diaria de digestato obtenida tras la segunda digestión.

La carga diaria introducida en el segundo digestor es de 60 316,6 kg/día con un porcentaje de sólidos (%MS) de 5% y un porcentaje de materia volátil (%MV) de 83%. [14]

De esa carga se obtiene el siguiente volumen de biogás:

$$\begin{aligned} \text{Biogás segundo digestor} &= 60\,316,6 \frac{\text{kg carga}}{\text{día}} * 0,05 * 0,83 * 0,325 \frac{\text{m}^3 \text{ biogas}}{\text{kgMV}} \\ &= 813,52 \frac{\text{m}^3 \text{ biogás}}{\text{día}} \end{aligned}$$

Se procede a calcular la masa del biogás:

$$\text{kg biogás} = 813,52 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} * 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 976,2 \frac{\text{kg}}{\text{día}}$$

Siendo la densidad del biogás 1,2 kg/m<sup>3</sup>.

A continuación se obtiene la masa diaria de digestato resultante de la segunda digestión:

$$\text{kg digestato} = 60\,316,6 - 976,2 = 59\,340,4 \frac{\text{kg}}{\text{día}}$$

En la figura 4.6 se muestra un esquema del balance de masa completo del proceso.

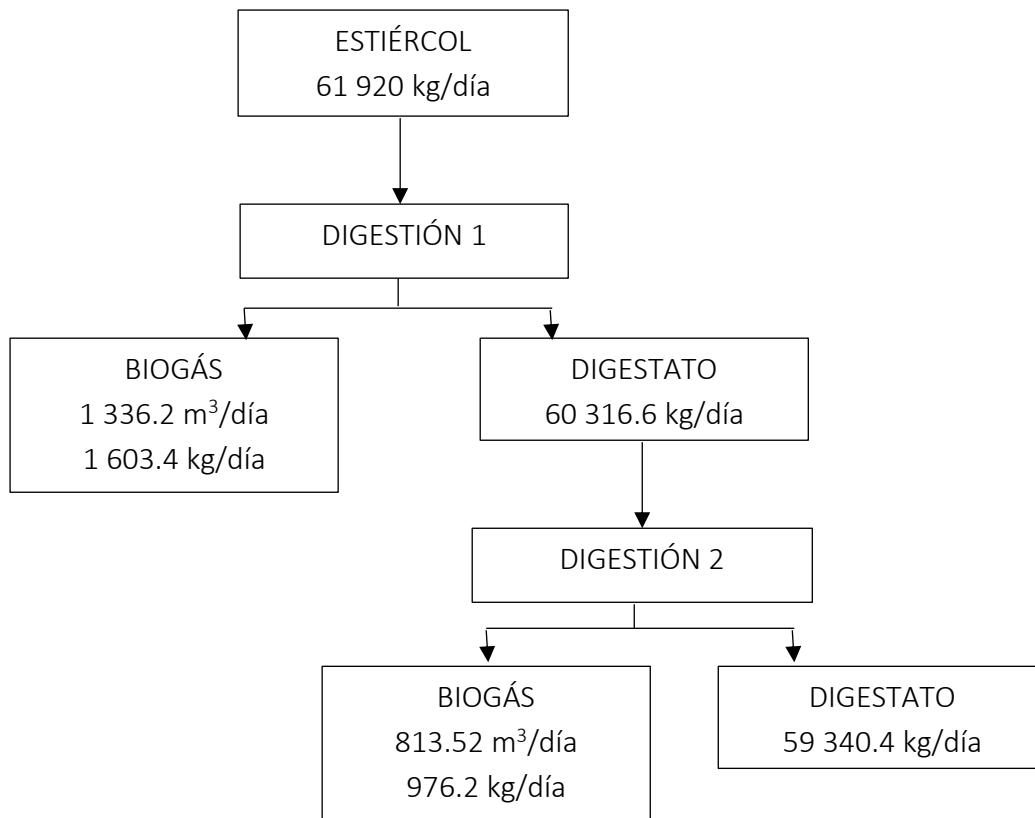


Figura 4.6: Balance de masa global (Fuente: elaboración propia)

#### 4.2.2.2.4. Carga orgánica volumétrica (COV)

La carga orgánica volumétrica (COV) se define como la cantidad de materia orgánica que produce biogás con la que se alimenta el digestor por m<sup>3</sup> de este.

Se mide en kgMV/m<sup>3</sup>·día y depende del TRH, de la temperatura y del tipo de materia orgánica.

Se calcula según la siguiente ecuación,

$$COV = \frac{\text{Carga diaria} \left( \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) * \%MV * \rho_{\text{estiércol}} \left( \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)}{V_{\text{útil digestor}} (\text{m}^3)} = \frac{\%MV * \rho \left( \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)}{TRH (\text{días})}$$

Su valor debe estar comprendido entre 1 y 3 kg/m<sup>3</sup>día. [14]

Si supera los 3 kg/m<sup>3</sup>día, el proceso es más inestable y se debe controlar constantemente para comprobar si disminuye o no la producción de biogás.

Si alcanza los 4-5 kg/m<sup>3</sup>día los microorganismos tienen un exceso de biomasa y disminuye la producción de biogás, ya el exceso de sólidos dificulta la movilidad de los microorganismos, reduciendo la efectividad del proceso.

Se calcula para cada digestor:

- **COV PRIMER DIGESTOR: FLUJO PISTÓN**

$$COV = \frac{\%MV * \rho_{estiércol} \left( \frac{kg}{m^3} \right)}{TRH \text{ (días)}} = \frac{0,08 * 0,83 * 600}{30,8} = 1,29 \frac{kg}{m^3 día}$$

Siendo la densidad del estiércol 600 kg/m<sup>3</sup>.

El COV, a pesar de ser relativamente bajo, se encuentra dentro del rango de valores admisibles para que el digestor funcione de forma correcta sin requerir una vigilancia continua debido a posibles inestabilidades.

- **COV SEGUNDO DIGESTOR: MEZCLA COMPLETA**

El tiempo de retención hidráulico es el mismo puesto que la temperatura de digestión no varía.

$$COV = \frac{\%MV * \rho_{digestato} \left( \frac{kg}{m^3} \right)}{TRH \text{ (días)}} = \frac{0,05 * 0,83 * 1\,020}{30,8} = 1,37$$

Siendo el porcentaje de masa seca 5%.

Del mismo modo que en el primer digestor, en el digestor de mezcla completa la carga orgánica volumétrica se encuentra dentro de los valores admisibles para el correcto funcionamiento del mismo.

#### 4.2.2.2.5. Cálculo del volumen de los digestores. Comprobación COV

A partir de la definición del TRH dada en el punto 2.4.2, se obtiene el volumen útil de cada digestor:

$$Volumen \text{ útil digestor} = TRH * Caudal \text{ alimentación}$$

El caudal de alimentación es diferente en cada digestor, puesto que la carga introducida en el segundo digestor es el digestato que se obtiene al finalizar la primera digestión. Sin embargo el tiempo de retención hidráulico no varía, dado que la temperatura de digestión es la misma en ambos digestores.

El porcentaje de seguridad en ambos digestores es el 20% del volumen calculado.

A continuación se calcula el volumen de cada digestor individualmente.

- **VOLUMEN PRIMER DIGESTOR: FLUJO PISTÓN**

La carga o caudal de alimentación que se introduce en el primer digestor es la carga calculada previamente en el apartado 4.2.1. Es la totalidad de materia prima obtenida a diario por los 1200 bovinos de la explotación y su valor es de 103,2 m<sup>3</sup>/día.

$$\begin{aligned} \text{Volumen útil digestor} &= TRH * \text{Caudal alimentación} \\ &= 30,8 \text{ días} * 103,2 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 3\,178,56 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

El volumen útil del primer digestor es de 3 178,56 m<sup>3</sup>, aproximadamente 3 179 m<sup>3</sup>. Este es el volumen donde se almacena la biomasa y se produce la digestión anaerobia. [23]

Considerando el volumen de seguridad, el volumen total del primer digestor es el siguiente:

$$V_{\text{total digestor flujo-pistón}} = V_{\text{útil}} + V_{\text{seguridad}} = 1,2 * V_{\text{útil}} = 3\,814,3 \text{ m}^3$$

- **VOLUMEN SEGUNDO DIGESTOR: MEZCLA COMPLETA**

La carga introducida en el segundo digestor es el digestato obtenido en el primer digestor.

Se calcula el volumen útil del digestor:

$$\begin{aligned} \text{Volumen útil digestor} &= TRH * \text{Caudal alimentación} \\ &= 30,8 \text{ días} * 50,13 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} = 1\,544 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

El volumen útil del segundo digestor es de 1 544 m<sup>3</sup>. Este es el volumen donde se almacena la biomasa y donde tiene lugar la digestión anaerobia.

A continuación se calcula el volumen total incluyendo el volumen de almacenamiento del biogás en la cúpula y el porcentaje de seguridad.

El biogás se produce de forma variable y discontinua, por tanto es necesario un determinado volumen para almacenarlo hasta ser requerido por el motor de cogeneración.

Según el manual práctico de diseño “Dimensionamiento, Diseño y Construcción de Biodigestores y Plantas de Biogás” [14] a la hora de diseñar un digestor, el volumen mínimo de almacenamiento de biogás debe ser el de 4 a 6 horas de producción de este gas. En este proyecto se toma el valor medio de 5 horas.

Para ello en primer lugar se obtiene el biogás total producido a diario en los dos digestores.

En el primer digestor se producen 1 336,2 m<sup>3</sup> de biogás al día y en el segundo digestor se producen 813,52 m<sup>3</sup>.

Esto es un total de 2 149,72 m<sup>3</sup> de biogás al día.

Se calcula la cantidad producida a lo largo de 5 horas, es decir el volumen de almacenamiento mínimo:

$$V_{\text{almacenamiento mínimo biogás}} = 2\,149,72 \frac{\text{m}^3 \text{biogás}}{24h} * 5h = 447,85 \text{ m}^3 \text{biogás}$$

Se toma un volumen para el almacenamiento de biogás de 448 m<sup>3</sup>.

$$\begin{aligned} V_{\text{total segundo digestor}} &= V_{\text{útil}} + V_{\text{seguridad}} + V_{\text{biogás}} = 1.2 * V_{\text{útil}} + V_{\text{biogás}} \\ &= 2\,300,8 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

El volumen total del segundo digestor es de aproximadamente 2 301 m<sup>3</sup>.

Se muestran los resultados en la tabla 4.2 a continuación.

|                               | DIGESTOR 1                | DIGESTOR 2               |
|-------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Temperatura digestión         | 31°C                      | 31°C                     |
| Materia orgánica              | 103,2 m <sup>3</sup> /día | 50,13m <sup>3</sup> /día |
| TRH                           | 30,8 días                 | 30,8 días                |
| Volumen útil                  | 3 179 m <sup>3</sup>      | 1 544 m <sup>3</sup>     |
| Volumen almacenamiento biogás | 0 m <sup>3</sup>          | 448 m <sup>3</sup>       |
| Porcentaje seguridad          | 20%                       | 20%                      |
| Volumen total                 | 3 179 m <sup>3</sup>      | 2 301 m <sup>3</sup>     |

Tabla 4.2: Tabla comparativa volúmenes digestores (Fuente: elaboración propia)

Ambos digestores se construyen de hormigón armado y de espesor de pared 30 cm.

Las dimensiones del primer digestor son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 \text{Longitud } (L) &= 25 \text{ m} \\
 \text{Altura } (H) &= 7 \text{ m} \\
 \text{Profundidad } (W) &= 18,166 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$V_T = L * H * W$$

Las dimensiones del segundo digestor o posdigestor son las siguientes:

#### CÚPULA

$$V_{biogás} = \frac{2}{3} * \pi * R^2$$

$$\text{Radio } (R) = 14,62 \text{ m}$$

#### CILINDRO

$$V_{útil} = \pi * R^2 * H$$

$$\text{Radio } (R) = 14,62 \text{ m}$$

$$\text{Altura } (H) = 2,76 \text{ m}$$

$$\text{Diámetro} = 29,25 \text{ m}$$



#### 4.2.2.2.6. Sistema de calefacción: balance energético en los digestores

Como se ha concluido previamente, es necesario aumentar la temperatura en los digestores mediante unos sistemas de calefacción para alcanzar los 31°C, aprovechando la energía obtenida de la refrigeración del motor de la unidad de cogeneración.

El sistema de calefacción está compuesto por una red de tuberías a través de las cuales circula agua caliente, situadas en la pared interior de los digestores.

Estas tuberías suelen ser de PE debido a los costes, aunque también pueden ser de PVC o de acero inoxidable. Por ejemplo, la empresa *Rehau*, dedicada a la transformación de polímeros, fabrica sistemas de tubos para la calefacción de plantas de biogás de polietileno reticulado PE-Xa.

Según el manual práctico de diseño “Dimensionamiento, Diseño y Construcción de Biodigestores y Plantas de Biogás” [14], la primera tubería debe instalarse a 50 cm sobre el fondo del digestor, con una separación desde la pared de 5-10 cm. Las distintas tuberías deben estar separadas horizontalmente entre ellas por aproximadamente 50 cm.

El sistema de calefacción debe cubrir por lo menos 1/3 de la altura del digestor.

Se realiza un balance de energía en los digestores para calcular la energía requerida por los sistemas de calefacción.

Para ello se calculan en primer lugar las pérdidas por transferencia de calor en ambos digestores y en segundo lugar el calor requerido para mantener la temperatura interior. [24]

- PÉRDIDAS POR TRANSFERENCIA DE CALOR

Para los cálculos de las pérdidas por transferencia de calor se obtienen los coeficientes de transferencia de calor (U), coeficientes de convección (h) y conductividades de las referencias [25], [26] y [27].

- o Pérdidas de calor en el digestor flujo-pistón

- Pérdidas por transferencia de calor al ambiente

$$Q_{\text{ambiente}} = U_{\text{hormigón-aire}} * A * (T_{\text{interior}} - T_{\text{ambiente}})$$

Siendo,

$$A = \text{Area} = 2 * (25 * 7) + 25 * 18,166 + 2 * (7 * 18,166) = 1\,058,474 \text{ m}^2$$

$$T_{\text{ambiente}} = 14^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{interior}} = 31^{\circ}\text{C}$$

Se detalla el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor:

$$U_{\text{hormigón-aire}} = \frac{1}{R_t} = \frac{1}{\frac{1}{h_{\text{interior}}} + \frac{\text{espesor pared}}{K_{\text{hormigón armado}}} + \frac{1}{h_{\text{exterior}}}} = 1,14 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$$

Siendo,

$$h_{\text{interior}} = 45 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}} = \text{coeficiente de convección interior}$$

$$\text{espesor pared} = 0,3 \text{ m}$$

$$K_{\text{hormigón armado}} = 2,4 \frac{\text{W}}{\text{mK}} = \text{conductividad hormigón armado}$$

$$h_{\text{exterior}} = 1,37 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}} = \text{coeficiente de convección exterior}$$

Las pérdidas por transferencia de calor al ambiente son de 20 513,2 W.

- Pérdidas por transferencia de calor al suelo

$$Q_{\text{suelo}} = U_{\text{hormigón-suelo}} * A * (T_{\text{interior}} - T_{\text{suelo}})$$

Siendo,

$$U_{\text{hormigón-suelo}} = 1,3956 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$$

$$A = 25 * 18,166 = 454,15 \text{ m}^2$$

Se estima la temperatura del suelo en contacto con el digestor:

$$T_{\text{suelo}} = 31^{\circ}\text{C} - 5^{\circ}\text{C} = 26^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{interior}} = 31^{\circ}\text{C}$$

Las pérdidas por transferencia de calor al suelo son de 3 169 W.

Las pérdidas totales de calor en el primer digestor son de 23 682,2 W.

- Pérdidas de calor en el digestor de mezcla completa

- Pérdidas por transferencia de calor de la cubierta al exterior

$$Q_{\text{cubierta}} = U_{\text{cubierta}} * A * (T_{\text{interior}} - T_{\text{ambiente}})$$

Siendo,

$$U_{cubierta} = 1,186 \frac{W}{m^2 K}$$

Con,

$$h_{interior} = 9,36 \frac{W}{m^2 K}$$

$$espesor\ membrana = 0,003\ m$$

$$K_{HDPE} = 0,5 \frac{W}{m K}$$

$$h_{exterior} = 9,36 \frac{W}{m^2 K}$$

$$A = \pi * R^2 = 314,16\ m^2$$

$$T_{ambiente} = 14^{\circ}C$$

$$T_{interior} = 31^{\circ}C$$

Las pérdidas por transferencia de calor de la cubierta al ambiente son de 6 334,09 W.

- Pérdidas por transferencia de calor de los laterales al exterior

$$Q_{ambiente} = U_{hormigón-aire} * A * (T_{interior} - T_{ambiente})$$

Siendo,

$$U_{hormigón-aire} = 1,14 \frac{W}{m^2 K}$$

$$A = H * 2\pi R = 4,934 * 2 * \pi * 7 = 460,18\ m^2$$

$$T_{ambiente} = 14^{\circ}C$$

$$T_{interior} = 31^{\circ}C$$

Las pérdidas por transferencia de calor de los laterales del digestor al ambiente son de 8 918,3 W.

- Pérdidas por transferencia de calor al suelo

$$Q_{suelo} = U_{hormigón-suelo} * A * (T_{interior} - T_{suelo})$$

Siendo,

$$U_{hormigón-suelo} = 1,3956 \frac{W}{m^2 K}$$

$$A = \pi * R^2 = 314,16\ m^2$$

Se estima la temperatura del suelo en contacto con el digestor:

$$T_{suelo} = 31^{\circ}C - 5^{\circ}C = 26^{\circ}C$$

$$T_{interior} = 31^{\circ}C$$

Las pérdidas por transferencia de calor al suelo son de 2 192,2 W.

Las pérdidas totales de calor en el segundo digestor son de 17 444,6 W.

- **CALOR REQUERIDO PARA MANTENER LA TEMPERATURA INTERIOR**

El calor requerido se calcula mediante la siguiente ecuación,

$$Q = \dot{m} * C_{p_{estiercol}} * (T_{requerida} - T_{estiercol\ inicial})$$

Siendo,

$$C_{p_{estiercol}} = 4186,8 \text{ J/kgK}$$

$$\dot{m} = 61\,920 \frac{\text{kg}}{\text{día}}$$

$$T_{requerida} = 31^{\circ}C$$

$$T_{estiercol\ inicial} = T_{ambiente} = 14^{\circ}C$$

Se obtiene un calor de 4 407,2 MJ/día o lo que es lo mismo 51 009 W.

Se supone que la carga que entra al segundo digestor ya está a 31°C puesto que se ha calentado en el primer digestor. Por tanto en el segundo digestor únicamente se deben cubrir las pérdidas por transferencia de calor para mantener la temperatura interior.

La demanda térmica total que debe suministrar el sistema de calefacción de los digestores es la suma de las pérdidas por transferencia de calor de cada digestor y del calor necesario para mantener la temperatura interior.

El sistema de calefacción debe suministrar un total de 92,135 kW si se toma la temperatura ambiente media anual.

A continuación se realiza el mismo procedimiento, tomando la temperatura mínima media de los meses de invierno en Galicia, para calcular el calor máximo que debe ser capaz de suministrar el sistema de calefacción durante el invierno.

Por simplicidad, este será el dato que se tendrá en cuenta a la hora de determinar el calor necesario para mantener la temperatura de los biodigestores. De este modo, durante los meses de verano, la energía restante que no sea necesaria para el sistema de calefacción, se aprovechará en forma de energía eléctrica aumentando los ingresos provenientes de la inyección de electricidad a la red eléctrica.

Se recapitulan los resultados de las pérdidas por transferencia de calor y del calor necesario que se debe suministrar a los digestores en la tabla 4.3 a continuación.

|  | PÉRDIDAS DE CALOR     | TEMPERATURA EXTERIOR MEDIA ANUAL (14°C) | TEMPERATURA EXTERIOR MEDIA MÍNIMA (5.51°C) |
|--|-----------------------|---|--|
| DIGESTOR FLUJO-PISTÓN                              | Al ambiente           | 20 513,2 W                              | 30 757,8 W                                 |
|  | Al suelo              | 3 169 W                                 | 3 169 W                                    |
| DIGESTOR MEZCLA COMPLETA                           | Cubierta al exterior  | 6 334,09 W                              | 9 497,4 W                                  |
|  | Laterales al exterior | 8 918,3 W                               | 13 372,2 W                                 |
|  | Al suelo              | 2 192,2 W                               | 2 192,2 W                                  |
| CALOR REQUERIDO PARA MANTENER TEMPERATURA INTERIOR |                       | 51 009 W                                | 76 483,7 W                                 |
| CALOR TOTAL A SUMINISTRAR                          |                       | 92 135,8 W                              | 135 472,3 W                                |

Tabla 4.3: Tabla recapitulativa de las pérdidas por transferencia de calor  
(Fuente: elaboración propia)

Teniendo en cuenta la temperatura media de los meses de invierno, el sistema de calefacción debe ser capaz de suministrar aproximadamente 135,47 kW.

#### 4.2.3. Tanque de almacenamiento del digestato

##### 4.2.3.1. Características y usos del digestato

Mediante la digestión anaerobia de la materia orgánica se obtienen dos productos: el biogás y el digestato. Este segundo es un residuo semi-líquido compuesto por restos de la biomasa que no ha sido digerida, depositados en el fondo del digestor. Se utiliza como biofertilizante de alta calidad debido a su alto contenido en materia orgánica y en

nutrientes. Los ácidos orgánicos se descomponen durante la fermentación, quedando los nutrientes intactos; esto hace que se absorba mucho mejor al aplicarlo.

El digestato pasa al depósito de almacenamiento de digestato por desbordamiento en el digestor.

Una de las ventajas del digestato respecto a abonos obtenidos a partir de residuos orgánicos sin pasar por una digestión anaerobia es la reducción de malos olores, y otra ventaja frente a los fertilizantes o abonos químicos es la reducción del impacto ecológico y medioambiental en los suelos.

El digestato se puede utilizar directamente como fertilizante según se extrae del digestor, pero para maximizar su eficacia lo habitual es realizar una separación mecánica separando así la fracción sólida de la líquida.

Para ello se efectúa una filtración al vacío con una bomba de vacío, obteniendo por un lado el filtrado, que es la fracción líquida con un bajo porcentaje de materia orgánica, y por otro lado el residuo sólido rico en materia orgánica. Este último es que se utiliza como bio-fertilizante.

De forma opcional, se puede a su vez procesar el digestato para maximizar su eficiencia. Una de las empresas que desarrolla instalaciones de este tipo en plantas de biogás es el grupo HRS Heat-Exchangers, que suministra plantas de evaporación para digestato basadas en intercambiadores de calor.

Para ello se lleva a cabo un proceso de evaporación de la fracción líquida obtenida en la filtración, mediante energía térmica obtenida del proceso de cogeneración. De este modo se obtiene un fertilizante con un porcentaje de sólidos mayor, y por tanto mayor cantidad de nutrientes en menor volumen, reduciendo así costes de almacenaje y transporte del mismo.

#### 4.2.3.2. Tanque de almacenamiento del digestato

La cantidad de digestato resultante de las dos digestiones anaerobias se ha calculado en el punto 4.2.2.2.3 mediante un balance de masa global, obteniendo 59 340,4 kg diarios.

Como mínimo, el volumen del tanque de almacenamiento debe ser igual al volumen de digestato obtenido en un día, para posteriormente conducirlo a través de tuberías de PVC al separador mecánico mediante una bomba de vacío.

Si se decide procesar el digestato, una vez separadas las fracciones sólida y líquida, se somete a un proceso de evaporación el agua de la fracción líquida para obtener un concentrado semi-líquido con la máxima cantidad de nutrientes y materia orgánica

posibles, que se añadirá a la fracción sólida obtenida de la separación mecánica para utilizarlo como fertilizante.

Este proceso se puede llevar a cabo mediante un lecho de secado de lodos, o mediante un sistema de evaporación con intercambiadores de calor.

En este proyecto no es recomendable instalar un lecho de secado de lodos ya que Galicia, a diferencia de otras zonas cálidas y secas, cuenta con un clima muy lluvioso y húmedo, por lo que en ningún caso resultaría efectivo.

Se opta por un sistema de evaporación mediante intercambiadores de calor.

Según el grupo HRS Heat Exchangers, mediante este sistema de evaporación, la recuperación de fertilizante se ve incrementada en aproximadamente un 50%, lo cual permite duplicar los ingresos que provengan de esta fuente.

El volumen del tanque de almacenamiento debe ser el volumen que ocupa el digestato obtenido a lo largo de un día más el porcentaje de seguridad del 20%.

Para calcular el volumen del digestato se debe conocer su densidad, que varía en cada instalación dependiendo del número de digestiones anaerobias y de las condiciones del proceso.

#### 4.2.4. Almacenamiento y acondicionamiento biogás

El biogás se almacena en la cúpula del digestor de mezcla completa, dimensionada previamente (ver apartado 4.2.2.2.5), donde permanece el volumen generado durante un periodo de cinco horas.

A continuación, este es conducido mediante tuberías a la zona de acondicionamiento donde se le realizan diversos tratamientos para no dañar el sistema de cogeneración.

Estos tratamientos incluyen principalmente:

- Reducción de humedad
- Eliminación del sulfuro de hidrógeno  $H_2S$
- Reducción de siloxanos

Es muy importante realizar un buen acondicionamiento del biogás, ya que cuanto mejor sea la calidad del mismo, menor mantenimiento requerirá el motor, y por tanto la planta estará operativa un mayor número de horas.

#### 4.2.4.1. Reducción de humedad

En los digestores el porcentaje de agua es igual o superior al 90%, lo que unido a la elevada temperatura, provoca que el biogás generado esté saturado de vapor de agua.

Antes de llegar al motor y producirse la combustión, se debe reducir la humedad del biogás, es decir del combustible.

Para reducir la humedad se aplica el principio de la condensación.

Se instala un intercambiador de calor refrigerado por agua con salida de condensados, que permite enfriar el caudal de biogás a su paso, condensando así el vapor de agua y obteniendo biogás con un porcentaje de humedad menor.

#### 4.2.4.2. Eliminación del sulfuro de hidrógeno $H_2S$

El sulfuro de hidrógeno es un gas muy perjudicial para el sistema de cogeneración. Además de ser altamente tóxico, es un compuesto extremadamente corrosivo que afecta a todos los componentes y dispositivos fabricados de algún metal que pueda verse afectado por el fenómeno de la corrosión.

Por estos motivos, y a pesar de que el porcentaje de sulfuro de hidrógeno en el biogás es muy pequeño (entre 0 y 1%), es necesario reducirlo al máximo.

Para ello existen distintas técnicas, entre las cuales se encuentra la oxidación bioquímica. Esta es la técnica más utilizada y consiste en introducir mediante compresores pequeños volúmenes de oxígeno, que al reaccionar con el sulfuro de hidrógeno dan lugar a azufre y agua.

El azufre es un polvo de color amarillento, fácil de separar del biogás, que se puede utilizar como fertilizante o incluso en la fabricación de pólvora, laxantes o insecticidas.

Es muy importante controlar la cantidad de oxígeno introducida, puesto que el metano puede reaccionar con el oxígeno y formar una mezcla explosiva.

[21] [28] [29]

#### 4.2.4.3. Reducción de siloxanos

Los siloxanos son unos compuestos pertenecientes a un subgrupo de las siliconas que contienen uniones del tipo Si-O, como por ejemplo el óxido de silicio ( $SiO_2$ ) o silicatos ( $Si_xO_y$ ). Si no se eliminan del biogás, durante la combustión se adhieren en distintas zonas del motor creando abrasión y reduciendo la potencia del motor.



Para eliminarlos se utiliza un filtro de carbón activo: el biogás atraviesa el filtro y a su paso el carbón activo adsorbe los siloxanos. [29]

#### 4.2.5. Unidad de cogeneración

En este apartado se procede a estudiar la unidad de cogeneración más adecuada para el caso de estudio.

La cogeneración es un proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía térmica y eléctrica. El calor se aprovecha en la misma planta, en este caso para calentar los digestores, y la energía eléctrica o bien se consume en la planta o bien se inyecta a la red ingresando la cantidad económica correspondiente.

Este proceso proporciona autonomía a la planta, además de beneficios económicos considerables.

Al ser una planta que trabaja con biogás, es necesario buscar en el mercado un equipo de cogeneración diseñado y desarrollado específicamente para trabajar con este tipo de combustible.

##### 4.2.5.1. Motor

Existen múltiples empresas que ofrecen motores de cogeneración para el trabajo con biogás. En este proyecto, se van a analizar motores ofrecidos por la empresa AB Energy [30], por MWM [31] y por el fabricante Caterpillar [32].

En primer lugar se procede a caracterizar el biogás, determinando así la potencia que es capaz de generar.

A continuación se compararán las características principales de distintos motores, seleccionando el que más se ajuste a los requerimientos de la planta.

Los datos necesarios para la selección del motor de los que se dispone hasta ahora son los siguientes:

- Disponibilidad del biogás

$$\text{Biogás disponible} = 2\,149,72 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

El biogás generado por los dos digestores es de 2 149,72 m<sup>3</sup> diarios (apartado 4.2.2.2.3). Se supone que los digestores funcionan los 365 días del año.

- Demanda térmica

$$Potencia\ térmica\ para\ calefacción\ digestores = 135,47\ kW$$

Se toma la potencia térmica necesaria durante los meses de invierno (apartado 4.2.2.2.6)

- Poder Calorífico Inferior del biogás

$$PCI_{biogas} = 9,94 * \%CH_4 = 6,461 \frac{kWh}{m^3}$$

Se supone un porcentaje de metano en el biogás generado de 65%.

- Potencia generada disponible

Con estos datos se calcula la potencia generada por el biogás disponible,

$$Potencia\ generada = 2\ 149,72 \frac{m^3}{día} * \frac{6,461\ kWh}{m^3} * \frac{1\ día}{24\ horas} = 578,72\ kW$$

Los requerimientos que debe cumplir el motor son los siguientes:

- ➔ El motor seleccionado debe suministrar como mínimo 135,47 kW térmicos para cubrir la demanda térmica a través del sistema de calefacción de los digestores.
- ➔ El biogás obtenido debe ser capaz de proporcionar la potencia necesaria para el funcionamiento del motor.
- ➔ El Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) debe ser mayor de 50% para cumplir con la normativa vigente (estudiado previamente en el punto 3.4)

A continuación se analizan y comparan los siguientes motores: Ecomax1 Biogás de AB Energy, Ecomax2 Biogás, Ecomax3 Biogás, MWM TCG 2016 V08 C, MWM TCG 2020 V12 y Caterpillar G3508LD.

#### 4.2.5.1.1. Modelo Ecomax1 Biogás de AB Energy

Las características principales de este motor se resumen en la tabla 4.4 a continuación.  
[30]

|   |        |
|---|--------|
| Potencia eléctrica  | 100 kW |
| Potencia introducida                                      | 274 kW |
| Potencia térmica recuperable en H <sub>2</sub> O caliente | 102 kW |
| Rendimiento eléctrico                                     | 36,5%  |
| Rendimiento térmico                                       | 37,2%  |
| Rendimiento total   | 73,7%  |

Tabla 4.4: Características motor Ecomax1 (Fuente: Adaptado de Grupo AB Energy)

- La potencia térmica recuperable es inferior a la requerida por la planta:

$$P_{térmica} = 102 \text{ kW} < 135,47 \text{ kW}$$

Este motor no satisface la demanda térmica de los digestores.

Se descarta este equipo puesto que no cumple el primer requerimiento.

#### 4.2.5.1.2. Modelo Ecomax2 Biogás de AB Energy

Las características principales de este motor se resumen en la tabla 4.5 a continuación.  
[30]

|   |        |
|---|--------|
| Potencia eléctrica  | 190 kW |
| Potencia introducida                                      | 493 kW |
| Potencia térmica recuperable en H <sub>2</sub> O caliente | 209 kW |
| Rendimiento eléctrico                                     | 38,5%  |
| Rendimiento térmico                                       | 42,4%  |
| Rendimiento total   | 80,9%  |

Tabla 4.5: Características motor Ecomax2 (Fuente: Adaptado de Grupo AB Energy)

- La potencia térmica recuperable supera la requerida por la calefacción los digestores, por tanto el motor Ecomax2 cumple el primer requisito:

$$P_{térmica} = 209 \text{ kW} > 135,47 \text{ kW}$$

- El motor necesita una potencia introducida de 493 kW y el biogás generado a diario es capaz de proporcionar 578.72 kW.

El motor Ecomax2 cumple el segundo requisito:

$$P_{necesaria} = 493 \text{ kW} < 578,72 \text{ kW}$$

- Se calcula el Rendimiento Eléctrico Equivalente (detallado en el apartado 3.4):

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{Ref H}} = 81,9\% > 50\%$$

El segundo requisito también se cumple, puesto que el rendimiento eléctrico equivalente es superior a 50%.

Este motor cumple los tres requisitos exigidos por la planta.

#### 4.2.5.1.3. Modelo Ecomax3 Biogás de AB Energy

Las características principales del modelo Ecomax3 se resumen en la tabla 4.6 a continuación. [30]

|   |        |
|---|--------|
| Potencia eléctrica  | 330 kW |
| Potencia introducida                                      | 851 kW |
| Potencia térmica recuperable en H <sub>2</sub> O caliente | 336 kW |
| Rendimiento eléctrico                                     | 38,8%  |
| Rendimiento térmico                                       | 39,5%  |
| Rendimiento total   | 78,3%  |

Tabla 4.6: Características motor Ecomax3 (Fuente: Adaptado de Grupo AB Energy)

- La potencia térmica recuperable es superior a la requerida por los digestores, por tanto el motor Ecomax2 cumple el primer requisito:

$$P_{térmica} = 336 \text{ kW} > 135,47 \text{ kW}$$

- La potencia introducida al motor es mayor que la potencia que es capaz de generar el biogás obtenido:

$$P_{necesaria} = 851 \text{ kW} > 578,72 \text{ kW}$$

El motor necesitaría mayor cantidad de biogás para su funcionamiento.

Al no cumplirse el segundo requisito queda descartado el modelo Ecomax3.

#### 4.2.5.1.4. Modelo TCG 2016 V08 C de MWM

Las características principales del modelo TCG 2016 V08 C de MWM en aplicaciones con biogás se resumen en la tabla 4.7 a continuación. [31]

|                       |                      |
|-----------------------|----------------------|
| Potencia eléctrica    | 400 kW               |
| Potencia térmica      | 415 kW ( $\pm 8\%$ ) |
| Rendimiento eléctrico | 41,6%                |
| Rendimiento térmico   | 43,1%                |
| Rendimiento total     | 84,7%                |

Tabla 4.7: Características motor TCG 2016 V08 C (Fuente: Adaptado de MWM)

- La potencia térmica es superior a la requerida por los digestores, por tanto el motor TCG 2016 V08 C cumple el primer requisito:

$$P_{térmica} = 415 \text{ kW} > 139,056 \text{ kW}$$

- La potencia necesaria para el funcionamiento del motor es la siguiente:

$$P_{necesaria} = \frac{P_{eléctrica}}{\eta_{eléctrico}} = 961,5 \text{ kW} > 578,72 \text{ kW}$$

La potencia necesaria para el funcionamiento del motor es mayor que la potencia capaz de generar el biogás disponible.

El motor TCG 2016 V08 C queda descartado al no cumplir el segundo requisito.

#### 4.2.5.1.5. Modelo TCG 2020 V12 de MWM

Las características principales del modelo TCG 2020 V12 de MWM en aplicaciones con biogás se resumen en la tabla 4.8 a continuación. [31]

|                       |                       |
|-----------------------|-----------------------|
| Potencia eléctrica    | 1200 kW               |
| Potencia térmica      | 1194 kW ( $\pm 8\%$ ) |
| Rendimiento eléctrico | 43%                   |
| Rendimiento térmico   | 42,8%                 |
| Rendimiento total     | 85,8%                 |

Tabla 4.8: Características motor TCG 2020 V12 (Fuente: Adaptado de MWM)

- La potencia térmica es superior a la requerida por los digestores, por tanto el motor TCG 2016 V08 C cumple el primer requisito:

$$P_{térmica} = 1194 \text{ kW} > 139,056 \text{ kW}$$

- La potencia necesaria para el funcionamiento del motor es la siguiente:

$$P_{necesaria} = \frac{P_{eléctrica}}{\eta_{eléctrico}} = 2790,7 \text{ kW} > 578,72 \text{ kW}$$

La potencia necesaria para el funcionamiento del motor es mucho mayor que la potencia capaz de generar el biogás disponible.

El motor TCG 2020 V12 queda también descartado al no cumplir el segundo requisito.

#### 4.2.5.1.6. Modelo Caterpillar G3508LD

Las características principales de este motor se resumen en la tabla 4.9 a continuación. [32]

|                              |          |
|------------------------------|----------|
| Potencia eléctrica           | 463 kW   |
| Potencia introducida         | 1 430 kW |
| Potencia térmica recuperable | 629 kW   |
| Rendimiento eléctrico        | 32,4%    |
| Rendimiento térmico          | 44%      |
| Rendimiento total            | 76,4%    |

Tabla 4.9: Características motor Caterpillar G3508LD (Fuente: Adaptado de Grupo AB Energy)

A pesar de que se cumple el primer requisito al ser la potencia térmica recuperable mayor que la demanda energética por los digestores, el segundo requisito no se cumple:

$$P_{necesaria} = 1\,430 \text{ kW} > 578,72 \text{ kW}$$

El modelo **Caterpillar G3508LD** queda a su vez descartado.

#### 4.2.5.1.7. Selección del motor y consumo de biogás

Tras analizar las características principales de los seis motores, se puede concluir que el único modelo que se ajusta a las necesidades y requerimientos de la planta es el motor **Ecomax2**.

Se incluye su ficha técnica en el anexo C.

Es esencial conocer el consumo de combustible del motor para calcular el excedente de biogás.

El consumo del motor es el siguiente:

$$\text{Consumo} = \frac{\text{Potencia introducida}}{\text{PCI biogás}} = \frac{493 \text{ kW}}{6,461 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}} = 76,304 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 648\,584 \frac{\text{m}^3}{\text{año}}$$

Se estima que el sistema de cogeneración está en funcionamiento aproximadamente 8500 horas anuales, dejando un margen para posibles averías o labores de mantenimiento (esto equivale al 97% del tiempo).

El motor consume 648 584 m<sup>3</sup> de biogás anuales.

Teniendo en cuenta el biogás generado a diario en la planta (apartado 4.2.5.1), el excedente del mismo se obtiene a continuación:

$$\text{Excedente biogás} = 2\,149,72 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} - 648\,584 \frac{\text{m}^3}{\text{año}} = 136\,064 \frac{\text{m}^3 \text{ biogás}}{\text{año}}$$

Teniendo en cuenta que los digestores funcionan todos los días del año.

Este excedente de biogás será quemado en la antorcha de emergencia.

El sistema de cogeneración Ecomax2 se sitúa dentro de un módulo compacto aislado, climatizado, insonorizado y de fácil accesibilidad para su control y mantenimiento.

En la imagen de la figura 4.7 se muestra la disposición del módulo de cogeneración correspondiente al motor seleccionado.

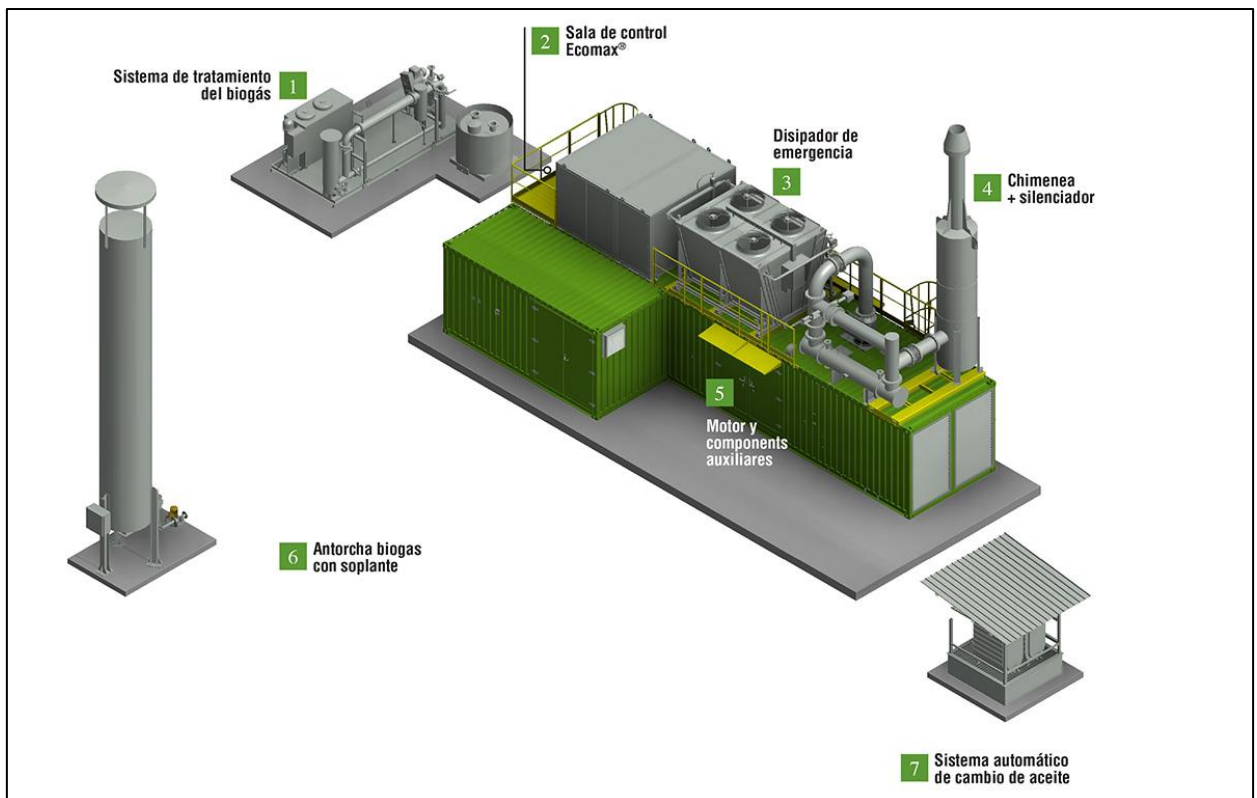


Figura 4.7: Sistema de cogeneración Ecomax (Fuente: Grupo AB)

#### 4.2.5.1.8. Proceso de recuperación del calor

En este punto se va a profundizar en el proceso de recuperación del calor correspondiente al motor Ecomax2 Biogas.

Los datos correspondientes a la potencia térmica recuperable se obtienen de la ficha técnica del motor (ver anexo C).

Una vez obtenido el biogás en los digestores y realizados los tratamientos de acondicionamiento del mismo, este pasa por un compresor donde se le incrementa la presión para posteriormente poder ser utilizado como combustible en el motor de cogeneración.

Cabe destacar la existencia de una antorcha de emergencia a la salida del digestor, que se activa de forma automática mediante la apertura de una válvula cuando la presión de la cavidad de almacenamiento del biogás en el digestor es mayor de un valor predeterminado, o cuando el sistema de cogeneración no está operativo por motivos de avería o mantenimiento. También se elimina mediante la antorcha el exceso de biogás que el motor no necesita para su funcionamiento (ver punto 4.2.5.1.7).



La antorcha cuenta con una cámara de combustión donde se quema el excedente de biogás. Se instala una válvula anti retorno de llama para evitar incendios, y permite variaciones tanto en el caudal del biogás como en su composición, puesto que el acondicionamiento del mismo se lleva a cabo posteriormente.

Al comprimir el biogás, este se calienta y pierde densidad, disminuyendo así la masa de oxígeno por unidad de volumen. Para contrarrestar el efecto del compresor en la temperatura del biogás, se instala un intercooler en el motor.

El intercooler es un intercambiador de calor a través del cual circula el biogás para reducir su temperatura antes de la combustión. De esta forma la eficiencia volumétrica y la potencia del motor aumentan.

El circuito de recuperación de calor de la planta es un circuito de agua cerrado.

El calor recuperado se aprovecha para calentar los digestores.

Consta de los siguientes elementos:

- Un intercambiador de calor de placas que recupera el calor del circuito de refrigeración de alta temperatura del motor. Este incluye las camisas de refrigeración del y la primera fase del intercooler, es decir un total de 115 kW.
- Una caldera de recuperación de calor, o HRSG (Heat Recovery Steam Generator), para aprovechar la energía de los gases de escape, es decir 94 kW.

Durante la segunda fase del intercooler la potencia térmica transferida es menor, por lo que no se incluye en el circuito de recuperación de calor.

Forma el circuito de baja temperatura de refrigeración del motor y la potencia térmica se disipa al ambiente (16 kW).

En motores de mayor potencia, también se recupera calor del circuito del aceite o lubricante del motor. [28]

Por tanto, el circuito de recuperación de calor recupera un total de 209 kW térmicos.

El agua del circuito de recuperación cede el calor necesario en un intercambiador agua-agua al circuito de calefacción de los digestores, y el resto se disipa en una torre de refrigeración. Esta torre asegura la refrigeración del motor durante todo el año.

Teniendo en cuenta que el sistema de cogeneración está operativo 8500 horas anuales, la producción térmica representa un total de 1 776 500 kWh anuales.

En la tabla 4.10 se recapitula la potencia térmica recuperable correspondiente al motor seleccionado.

| POTENCIA TÉRMICA RECUPERABLE   |               |
|--------------------------------|---------------|
| PRIMERA FASE INTERCOOLER       | 17 kW         |
| CAMISAS DE REFRIGERACIÓN MOTOR | 98 kW         |
| GASES DE ESCAPE                | 94 kW         |
| <b>TOTAL</b>                   | <b>209 kW</b> |

Tabla 4.10: Tabla recapitulativa potencia térmica recuperable del motor (Fuente: Elaboración Propia)

La figura 4.8 representa el balance de energía en el motor:

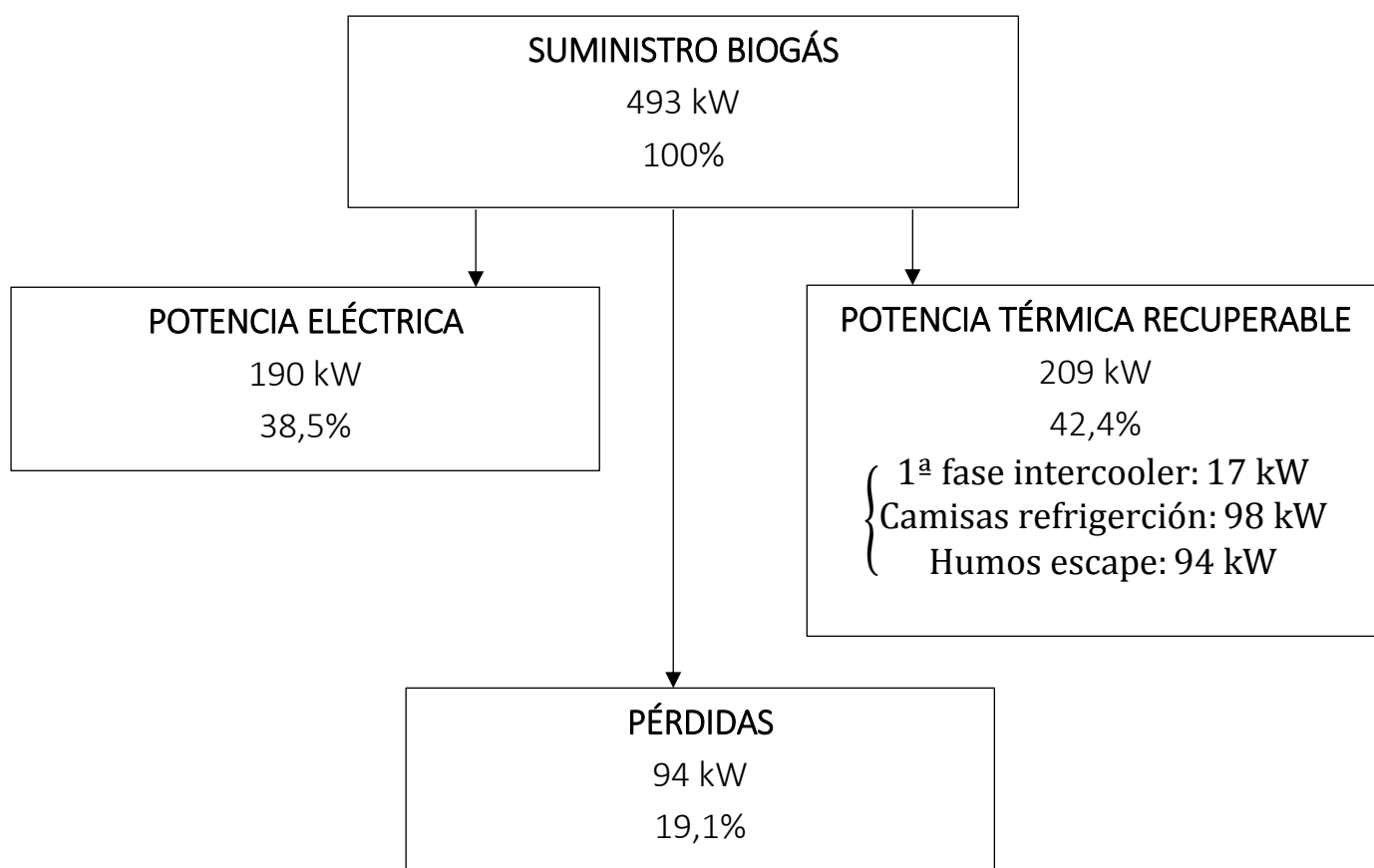


Figura 4.8: Balance energético del motor (Fuente: Elaboración Propia)

En el diagrama de la figura 4.9 se ilustra el proceso de recuperación de calor durante los meses de invierno. El digestor necesita aproximadamente 136 kW térmicos, por tanto el circuito de recuperación de calor cede al circuito de calefacción esta cantidad mediante un intercambiador de calor.

El calor restante recuperado se disipa en la torre de refrigeración.

[33] [28] [29] [34]

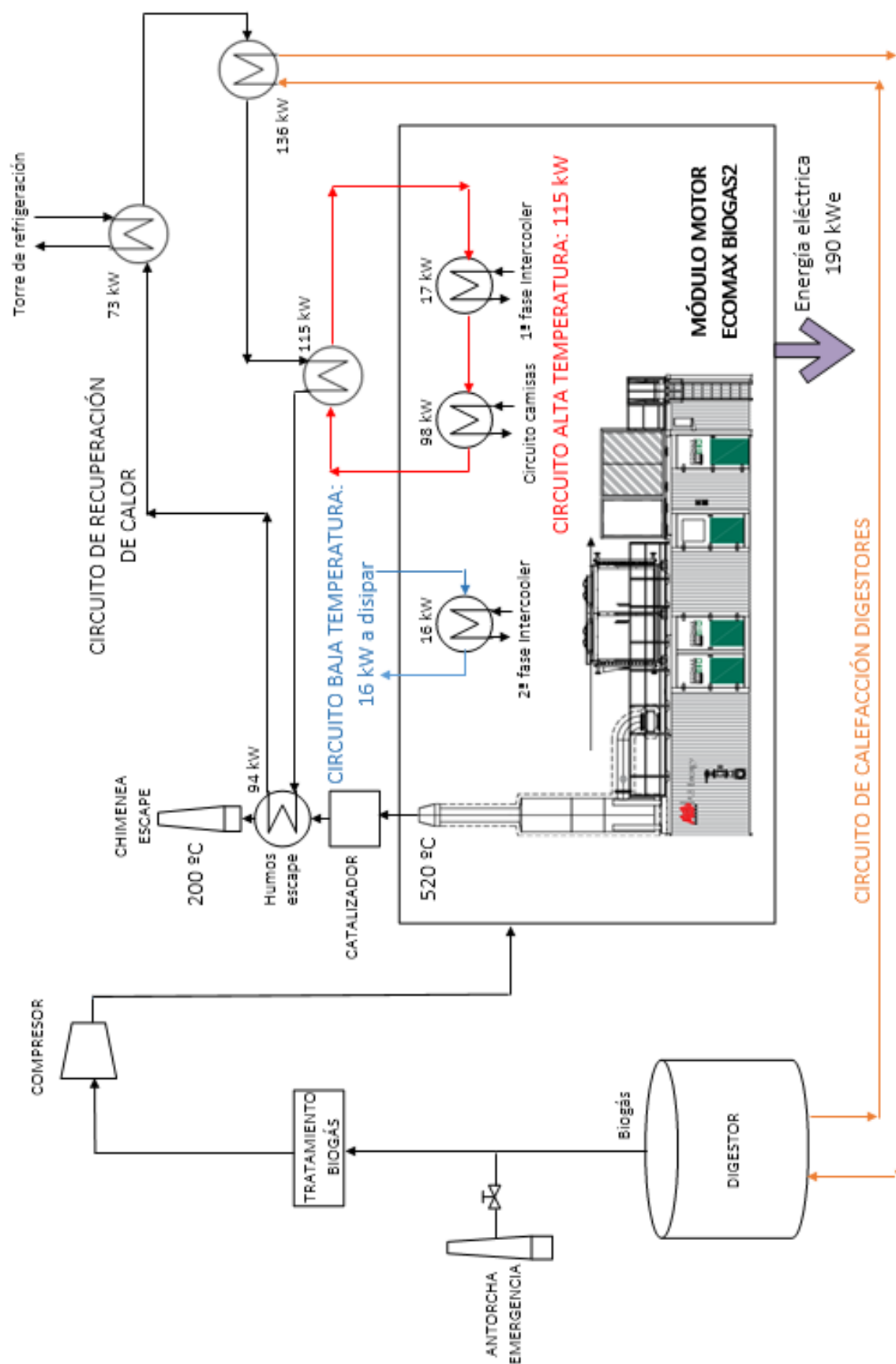


Figura 4.9: Esquema del circuito de recuperación de calor en invierno (Fuente: Catálogo Ecomax/Elaboración Propia)

#### 4.2.5.2. Generación de electricidad

El sistema de cogeneración instalado genera 190 kW de potencia eléctrica (ver ficha técnica Anexo C).

De acuerdo a los apartados previos, la el sistema de cogeneración está en funcionamiento 8500 horas anuales, sin embargo, la granja necesita electricidad los 365 días del año (iluminación, ventilación, limpieza, ordeño...).

Es imprescindible estimar la electricidad consumida en la explotación para obtener el porcentaje de la electricidad generada que se destina a autoconsumo y el que se inyecta a la red.

En el “Manual de buenas prácticas de ahorro y eficiencia energética en explotaciones de ganado vacuno” de la Junta de Castilla y León, se lleva a cabo un análisis acerca del consumo eléctrico en las granjas de ganado vacuno destinadas a la producción de leche. [35]

De forma genérica se obtienen los ratios técnicos de tabla 4.11:

| CONSUMO ELÉCTRICO         |                          |
|---------------------------|--------------------------|
| Por kg de leche producida | 51 kWh/1 000 kg de leche |
| Por vaca productora       | 516 kWh/vaca             |

Tabla 4.11: Ratios técnicos de consumo eléctrico anual por datos de producción (Fuente: Adaptado de “Manual de buenas prácticas de ahorro y eficiencia energética en explotaciones de ganado vacuno” - Junta de Castilla y León [35])

El conjunto de 1200 ejemplares de la explotación produce 30 180 kg de leche diarios (ver punto 3.2), lo que según la tabla anterior equivale a:

$$\begin{aligned}
 \text{Electricidad autoconsumo} &= \frac{51 \text{ kWh}}{1000 \text{ kg}} * 30\,180 \frac{\text{kg}}{\text{día}} = \frac{1\,539,2 \text{ kWh}}{\text{día}} \\
 &= 561\,808 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 64,1 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

La potencia eléctrica generada en la unidad de cogeneración corresponde a la siguiente producción eléctrica anual:

$$\begin{aligned}
 \text{Electricidad generada} &= 190 \text{ kW} * 8500 \frac{\text{horas funcionamiento}}{\text{año}} \\
 &= 1\,615\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}
 \end{aligned}$$

De los cálculos previos se obtiene una energía eléctrica inyectada a la red de 1 053 192 kWh anuales (electricidad generada – electricidad autoconsumo), lo que supone el 65% de la energía eléctrica generada en la planta, destinando el 35% restante al autoconsumo eléctrico de la misma.

La electricidad generada se inyecta a un transformador a tensión de red permitiendo el consumo allí donde la red pública lo necesite.

En el punto 6 se cuantificará el ahorro en el consumo eléctrico, es decir, cuanto representa en términos económicos la electricidad que se ha dejado de consumir, y los ingresos provenientes de la inyección a la red.

### 4.3. Diseño de la planta

Una vez estudiados los principales componentes y dispositivos de la planta de biogás, así como su funcionamiento, se procede a diseñar la planta mediante un diagrama en el que se muestran los distintos procesos y flujos.

El diseño y la distribución de la planta se muestran a continuación en la figura 4.10. Se toman las potencias térmicas necesarias durante los meses de invierno. [19]

No se detalla el funcionamiento del sistema de recuperación de calor del motor de cogeneración, puesto que se ha realizado previamente un diagrama específico del mismo (ver figura 4.9).

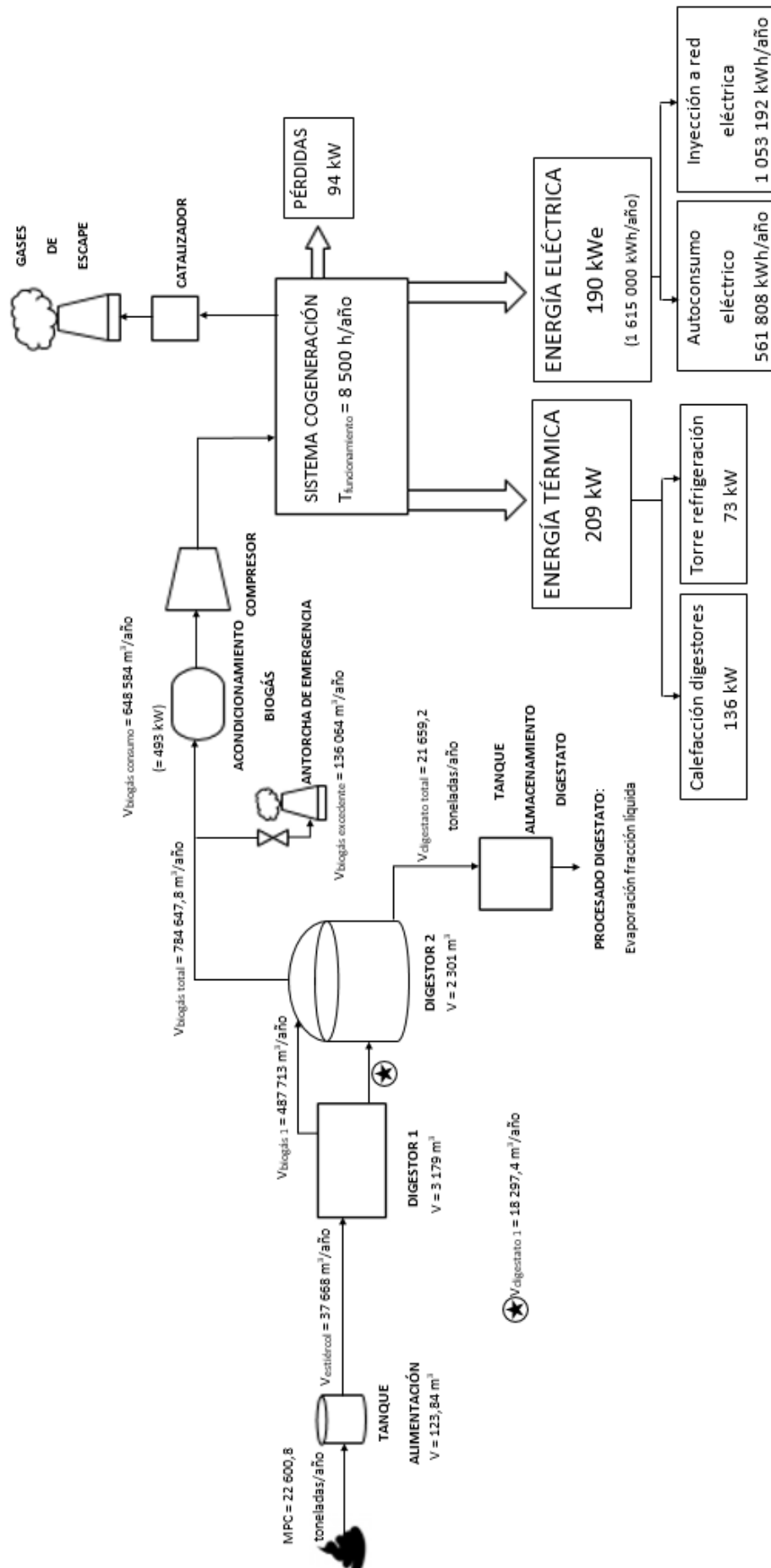


Figura 4.10: Esquema del diseño de la planta de biogás [Fuente: Elaboración Propia]

## 5. Estudio medioambiental

En primer lugar se va a llevar a cabo un análisis del proceso de combustión del biogás, obteniendo la composición de los gases de combustión obtenidos.

Una vez obtenida la composición de los gases de escape, se podrá determinar la reducción de emisiones y la reducción del impacto ambiental que conlleva el uso del biogás.

### 5.1. Combustión del biogás

En base a la tabla de la figura 2.1 (ver apartado 2.2.3.1), se supone que el biogás obtenido tiene la siguiente composición:

| COMPONENTE                                    | PORCENTAJE |
|---|------------|
| Metano ( $\text{CH}_4$ )                      | 65%        |
| Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ )          | 30%        |
| Hidrógeno ( $\text{H}_2$ )                    | 1%         |
| Sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) | 0,5%       |
| Monóxido de Carbono ( $\text{CO}$ )           | 0,5%       |
| Nitrógeno ( $\text{N}_2$ )                    | 1%         |
| Oxígeno ( $\text{O}_2$ )                      | 1%         |
| Amoníaco ( $\text{NH}_3$ )                    | Trazas     |

Tabla 5.1: Tabla de la composición química del biogás obtenido (Fuente: Elaboración Propia)

La combustión del biogás es completa, es decir, todo el carbono presente en el combustible se oxida a  $\text{CO}_2$  y todo el hidrógeno presente se oxida a  $\text{H}_2\text{O}$ .

La reacción de combustión sigue el esquema:

Combustible (Biogás) + Oxidante  $\rightarrow$  Productos +  $Q_{\text{combustión}}$

Se calcula la **relación aire/combustible**, teniendo en cuenta que la reacción de combustión es estequiométrica, es decir sin exceso de aire. [36]

De todos los componentes del biogás, el dióxido de carbono, el oxígeno y el nitrógeno son inertes.

Tomando como base de cálculo  $1 \text{ m}^3$  de combustible, el balance de masas volumétrico es el siguiente:



El volumen de oxígeno y de nitrógeno estequiométrico es:

$$V_{\text{O}_{2,e}} = 2 * 0,65 + 0,5 * 0,01 + 1 * 0,005 + 0,5 * 0,005 = 1,3125 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{N}_{2,e}} = \frac{x_{\text{N}_2}}{x_{\text{O}_2}} * V_{\text{O}_{2,e}} = \frac{0,79}{0,21} * 1,3125 = 4,9375 \text{ m}^3$$

Siendo la composición del aire de 21% de  $\text{O}_2$  y de 79% de  $\text{N}_2$

El volumen total de aire estequiométrico es de  $6,25 \text{ m}^3$ .

Para la base de cálculo de  $1 \text{ m}^3$  de combustible, la relación aire/combustible  $\frac{A}{F}$  es:

$$\frac{A}{F} = \frac{6,25}{1}$$

Para cada  $\text{m}^3$  de combustible, se introducen  $6,25 \text{ m}^3$  de aire.

Para el total de  $648\,584 \text{ m}^3$  de combustible consumido anual, en el motor se introducen  $4\,053\,650 \text{ m}^3$  de aire para que la reacción de combustión se lleve a cabo de forma estequiométrica.

A continuación, se calcula la **composición volumétrica de los gases de combustión** resultantes, o humos, en base húmeda y en base seca, por  $\text{m}^3$  de combustible:

En base húmeda:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2 * 0,65 + 1 * 0,01 + 2 * 0,005 = 1,32$$

$$V_{\text{CO}_2} = 1 * 0,65 + 1 * 0,005 + 0,3 = 0,955$$

$$V_{\text{S}} = 2 * 0,005 = 0,01$$



$$V_{N_2} = V_{N_{2,e}} * (1 + e) + 0,01 = 4,95$$

$$V_{O_2} = V_{O_{2,e}} * (1 + e) - V_{O_{2,e}} + 0,01 = 0,01$$

$$V_T = 7,25 \text{ m}^3$$

Siendo  $e$  = exceso de aire, es decir 0.

Las fracciones volumétricas son,

$$x_{v,H_2O,w} = \frac{1,32}{7,25} * 100 = 18,22\%$$

$$x_{v,CO_2,w} = 13,18\%$$

$$x_{v,S,w} = 0,14\%$$

$$x_{v,N_2,w} = 68,32\%$$

$$x_{v,O_2,w} = 0,14\%$$

Del mismo modo se calcula la composición volumétrica del gas resultante en base seca (sin tener en cuenta el  $H_2O$ ).

Se resumen los resultados obtenidos en la tabla 5.2 a continuación.

|            | Volumen gases de escape (en $m^3$ ) | % en base húmeda | % en base seca |
|------------|-------------------------------------|------------------|----------------|
| $H_2O$ (w) | 1,32                                | 18,22%           |                |
| $CO_2$     | 0,955                               | 13,18%           | 16,12%         |
| S          | 0,01                                | 0,14%            | 0,17%          |
| $N_2$      | 4,95                                | 68,32%           | 83,54%         |
| $O_2$      | 0,01                                | 0,14%            | 0,17%          |

Tabla 5.2: Tabla recapitulativa de la composición volumétrica de los humos en base seca y húmeda

(Fuente: Elaboración Propia)

La instalación cuenta con un catalizador situado en la chimenea de gases de escape.

A su paso por el catalizador, en el caso de que los gases contengan monóxido de carbono (CO) o formaldehído, se elimina.

Es importante que el catalizador sea resistente al azufre, ya que a pesar de que en el acondicionamiento del biogás se reduce al máximo su presencia, es inevitable que queden trazas.

## 5.2. Emisiones atmosféricas de CO<sub>2</sub>

De acuerdo a lo estudiado en el punto anterior, a través de la combustión del biogás se generan principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y nitrógeno (N<sub>2</sub>).

De estos gases, el CO<sub>2</sub> es un gas contaminante de efecto invernadero, pero sin embargo el nitrógeno (N<sub>2</sub>) es inocuo y está presente de forma natural en el aire.

En este punto se va a calcular la cantidad total de dióxido de carbono emitida a la atmósfera mediante la combustión del biogás, para poder cuantificar el impacto ambiental y la reducción de emisiones de esta tecnología respecto a otras fuentes de energía.

Tal y como se ha calculado en el punto 4.2.5.1.7, el motor de cogeneración consume cada año 648 584 m<sup>3</sup> de biogás, dando lugar a un excedente de 136 064 m<sup>3</sup> anuales.

Esto es un total de 784 648 m<sup>3</sup> de biogás al año, que o bien se quema en la antorcha de emergencia o bien se utiliza como combustible en el motor de combustión.

En ambos casos los gases de escape tienen la composición recapitulada en la tabla de la figura 5.1.

De esta tabla se obtiene que la combustión de un m<sup>3</sup> de biogás genera 0.955 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub>. El total de biogás quemado emite la siguiente cantidad de dióxido de carbono:

$$\begin{aligned} CO_2 \text{ emitido} &= 784\,648 \frac{m^3 \text{ biogas}}{\text{año}} * 0,955 \frac{m^3 CO_2}{m^3 \text{ biogas}} = 794\,388 \frac{m^3 CO_2}{\text{año}} \\ &= 899,6 \frac{tnCO_2}{\text{año}} \end{aligned}$$

Se considera que la densidad del dióxido de carbono a una temperatura de 200°C es igual a 1,1325 kg/m<sup>3</sup> (extraída de las tablas de propiedades termodinámicas [37]).

El total de CO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera equivale a 899,6 toneladas anuales.

## 5.3. Emisiones evitadas en la generación de energía eléctrica

A continuación se va a calcular la cantidad de CO<sub>2</sub> que se emitiría a la atmósfera si la electricidad no se generase mediante el sistema de cogeneración descrito, sino que se comprase a la Red Eléctrica Española.

Según la Comisión Permanente de Certificación Energética de Edificios de 27 de Junio de 2013, el factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la electricidad convencional peninsular es de 0,399 kgCO<sub>2</sub> por kWh de energía final. [38]

De acuerdo a lo estudiado en el punto 4.2.5.2, mediante el sistema de cogeneración se obtienen 1 615 000 kWh anuales.

Para producir esa cantidad de electricidad, la Red Eléctrica Española genera las siguientes emisiones:

$$Emisiones\ CO_2\ electricidad = 1\ 615\ 000 \frac{kWh}{año} * 0,399 \frac{kgCO_2}{kWh} = 644\ 385 \frac{kgCO_2}{año}$$

Anualmente se generarían 644,385 toneladas de CO<sub>2</sub> para producir la cantidad de energía eléctrica obtenida en esta planta de biogás.

#### 5.4. Emisiones evitadas en la generación de energía térmica

En este apartado se van a calcular las emisiones de dióxido de carbono que se emitirían a la atmósfera al producir la energía térmica generada en esta planta mediante distintas fuentes de energía no renovables.

De acuerdo a lo calculado en el apartado 4.2.5.1.8, la planta de cogeneración produce 1 776 500 kWh anuales de energía térmica.

Las fuentes de energía térmica de las que se van a calcular las emisiones son las siguientes: electricidad, gas natural, GLP y gasóleo C (este es el gasóleo utilizado para calefacción).

##### - ELECTRICIDAD

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la electricidad convencional Nacional es 0,399 kgCO<sub>2</sub>/kWh de energía final. [38]

$$Emisiones\ CO_2\ electricidad = 1\ 776\ 500 \frac{kWh}{año} * 0,399 \frac{kgCO_2}{kWh} = 708,8 \frac{tnCO_2}{año}$$

Obtener 1 776 500 kWh anuales de energía térmica mediante el uso de electricidad generaría 708,8 toneladas de CO<sub>2</sub>.

- GAS NATURAL

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> del gas natural es 0,252 kgCO<sub>2</sub>/kWh de energía final. [38]

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ gas natural} = 1\,776\,500 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,252 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} = 447,7 \frac{\text{tnCO}_2}{\text{año}}$$

Obtener 1 776 500 kWh anuales de energía térmica mediante la combustión del gas natural generaría 447,7 toneladas de CO<sub>2</sub>.

- GLP

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> del GLP es 0,254 kgCO<sub>2</sub>/kWh de energía final. [38]

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ GLP} = 1\,776\,500 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,254 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} = 451,2 \frac{\text{tnCO}_2}{\text{año}}$$

Obtener 1 776 500 kWh anuales de energía térmica mediante la combustión de gases licuados del petróleo generaría 451,2 toneladas de CO<sub>2</sub>.

- GASÓLEO C

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> del gasóleo C es 0,311 kgCO<sub>2</sub>/kWh de energía final.

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ gasóleo C} = 1\,776\,500 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,311 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} = 552,5 \frac{\text{tnCO}_2}{\text{año}}$$

Obtener 1 776 500 kWh anuales de energía térmica mediante la combustión de gasóleo C generaría 552,5 toneladas de CO<sub>2</sub>.

De las cuatro fuentes de energía térmica, la opción con menor impacto ambiental sería la utilización de gas natural: para generar la cantidad de energía térmica generada en el sistema de cogeneración se emitirían a la atmósfera 447,7 toneladas de CO<sub>2</sub>.

## 5.5. Emisiones evitadas mediante el tratamiento del estiércol

La obtención del biogás es un proceso natural de descomposición de la materia orgánica. Por tanto, si el estiércol y los purines no se tratasen en los digestores anaerobios, al cabo del tiempo se descompondrían emitiendo a la atmósfera una mezcla de gases contaminantes.

Cabe destacar que la cantidad de biogás obtenida sería inferior debido a las condiciones atmosféricas y no estrictamente anaerobias.

A continuación se va a calcular la cantidad de dióxido de carbono que se emitiría en el caso de que los residuos no se tratasen.

Suponiendo que se generase la mitad del biogás del que se obtiene en los digestores, equivaldría a una producción de 1 074,9 m<sup>3</sup> diarios, o lo que es lo mismo 392 323,9 m<sup>3</sup> anuales.

Se supone que los gases obtenidos tienen la misma composición que se indica en la figura 5.1, es decir 65% de metano y 30% de dióxido de carbono.

De las tablas de propiedades termodinámicas se extraen la densidad del metano y la del dióxido de carbono a una temperatura aproximada de 20°C y una presión de 1 atm.

$$\rho_{CO_2} = 1,8417 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{CH_4} = 0,6673 \text{ kg/m}^3$$

Con esto se obtienen las siguientes cantidades de metano y de dióxido de carbono:

$$CO_2 \text{ emitido} = 392\,323,9 \frac{\text{m}^3 \text{ biogás}}{\text{año}} * 0,30 * 1,8417 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 216,8 \frac{\text{tn} CO_2}{\text{año}}$$

$$CH_4 \text{ emitido} = 392\,323,9 \frac{\text{m}^3 \text{ biogás}}{\text{año}} * 0,65 * 0,6673 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 170,2 \frac{\text{tn} CH_4}{\text{año}}$$

De acuerdo a lo estudiado en el punto 2.2.3, el potencial como gas de efecto invernadero del metano es 21 veces mayor que el del dióxido de carbono y emitir una tonelada de CH<sub>4</sub> es el equivalente a emitir 21 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Por tanto la cantidad emitida de metano equivale a aproximadamente 3 574,2 toneladas de dióxido de carbono anuales.

En total, y suponiendo que se generase la mitad de biogás del que se genera en los digestores, mediante el tratamiento de los excrementos del ganado anualmente se evitan la emisión de 3 791 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera.

## 5.6. Conclusión

De acuerdo a los cálculos previos, cada año la planta de biogás emite a la atmósfera 899.6 toneladas de dióxido de carbono.

Sin embargo, comprar la misma cantidad de electricidad a la Red Eléctrica Española supondría una emisión de 644,385 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales, y generar la misma energía térmica mediante la fuente de energía menos contaminante analizada, es decir mediante gas natural, emitiría a la atmósfera 447,7 toneladas de CO<sub>2</sub> cada año.

En total, generar la misma energía que se genera en la planta supondría aproximadamente una emisión de 1 092,085 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera.

Por otra parte, no tratar el estiércol y los purines del ganado daría lugar a emisiones de gases de efecto invernadero al producirse la descomposición natural de los mismos. En estos términos, se evita la emisión de 3 791 toneladas de dióxido de carbono anuales.

El total de dióxido de carbono que se emitiría a la atmósfera en el caso de no tratar los residuos y de no aprovechar la energía generada por la combustión del biogás sería de aproximadamente 4 883,1 toneladas.

Mediante la generación de energía eléctrica y térmica en la planta de biogás se reduce el impacto ambiental, puesto que anualmente se evita la emisión de 3 983,5 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

## 6. Estudio económico

En este punto se va a profundizar en el aspecto económico de la instalación de la planta de biogás. Se estudiarán los distintos gastos e ingresos para determinar la viabilidad económica del proyecto.

En primer lugar se estimará un presupuesto de la instalación completa, seguido del cálculo de la retribución por la energía eléctrica generada inyectada a la red.

Por simplicidad, no se van a tener en cuenta los ingresos provenientes del digestato obtenido, puesto que su precio de venta depende mayoritariamente de la calidad del mismo. Al no disponer de datos reales de sus características y composición, se debería aproximar su precio, además de calcular también los gastos que conlleva el proceso de secado y evaporación de la fracción líquida.

### 6.1. Coste total de la instalación

La inversión realizada en una planta de biogás se puede aproximar mediante la siguiente curva del gráfico de la figura 6.1.

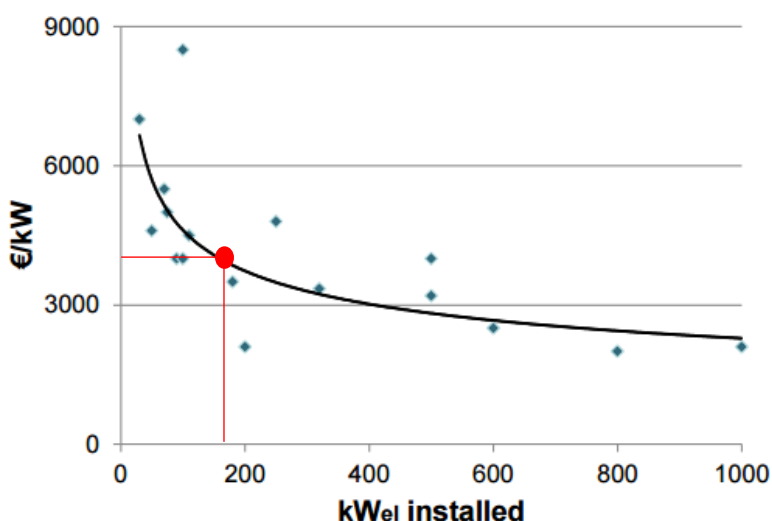


Figura 6.1: Gráfico representando la inversión realizada en una planta de biogás en función de la potencia eléctrica instalada (Fuente: Adaptado de "Nathalie Bachmann. IEA Bioenergy Conference 2012")

Según el gráfico de la figura 6.1 previa, para la planta de 180 kW<sub>e</sub> instalados, el presupuesto inicial corresponde aproximadamente a:

$$\text{Presupuesto planta} = 4\,200 \times 180 = 756\,000 \text{ €}$$

Este coste incluye todos los componentes de la planta estudiados previamente (biodigestores, tanque de alimentación, tanque de almacenamiento del digestato, unidad de cogeneración, sistema de recuperación de calor, instalación eléctrica, antorcha de emergencia, bombas, tuberías, válvulas...).

A esta cantidad hay que añadir el coste de obra civil: este incluye la mano de obra, preparación del terreno... El coste civil representa aproximadamente 80 000€.

Según la Ley 38/1992 de Impuestos Especiales, actualizada a 30 de octubre de 2015, también se debe añadir un Impuesto Especial sobre hidrocarburos por el uso del biogás. Este se incluye en el epígrafe 1.10.1 y corresponde a 0,65€ anuales por GJ de biogás producido. [39]

El biogás producido genera un total de 5 069 609,1 kWh/anuales lo que equivale a un impuesto de 11 830 € anuales.

Finalmente se deben tener en cuenta los costes totales de operación y mantenimiento anuales de la planta de biogás.

Basándose en datos ofrecidos por el Grupo AB, estos costes ascienden a aproximadamente 44 000 € anuales. [40]

Con todo esto el coste total de la inversión es de 836 000€ iniciales, y además de un coste anual de 55 830€.

## 6.2. Retribución por la energía eléctrica inyectada a la red

De acuerdo al apartado 3.4 del presente proyecto, en el que se estudian los aspectos normativos, la instalación corresponde al grupo a.1.3 subgrupo b.7.2 del Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, que regula la actividad de producción de energía.

Existen dos opciones para inyectar la electricidad producida a la red eléctrica:

- Ceder la electricidad percibiendo por ella una tarifa regulada y única para todos los periodos de programación, con posibles complementos.
- Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso el precio de la misma no es constante pues depende del precio de la electricidad en el mercado en cada momento.

En este proyecto se escoge la primera opción. Se cede la electricidad a la red eléctrica recibiendo a cambio una tarifa regulada.



En el Real Decreto se dictan las tarifas base para las distintas instalaciones en función del tipo de instalación, la potencia y el tipo de combustible utilizado.

También se establecen los distintos complementos y el procedimiento para calcularlos.

En la tabla 6.1 a continuación se muestran las tarifas base para las instalaciones del grupo a.1.3:

| Subgrupo | Combustible | Potencia                | Plazo                | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh |
|----------|-------------|-------------------------|----------------------|------------------------|----------------------------|
| a.1.3    | b.6.1       | $P \leq 2$ MW           | primeros 15 años     | 16,0113                | 11,6608                    |
|          |             |                         | a partir de entonces | 11,8839                | 0,0000                     |
|          |             | $2 \text{ MW} \leq P$   | primeros 15 años     | 14,6590                | 10,0964                    |
|          |             |                         | a partir de entonces | 12,3470                | 0,0000                     |
|          | b.6.2       | $P \leq 2$ MW           | primeros 15 años     | 12,7998                | 8,4643                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 8,6294                 | 0,0000                     |
|          |             | $2 \text{ MW} < \leq P$ | primeros 15 años     | 10,7540                | 6,1914                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 8,0660                 | 0,0000                     |
|          | b.6.3       | $P \leq 2$ MW           | primeros 15 años     | 12,7998                | 8,4643                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 8,6294                 | 0,0000                     |
|          |             | $2 \text{ MW} \leq P$   | primeros 15 años     | 11,8294                | 7,2674                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 8,0660                 | 0,0000                     |
|          | b.7.1       |                         | primeros 15 años     | 8,2302                 | 4,0788                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 6,7040                 | 0,0000                     |
|          | b.7.2       | $P \leq 500$ kW         | primeros 15 años     | 13,3474                | 10,0842                    |
|          |             |                         | a partir de entonces | 6,6487                 | 0,0000                     |
|          |             | $500 \text{ kW} \leq P$ | primeros 15 años     | 9,9598                 | 6,1009                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 6,6981                 | 0,0000                     |
|          | b.7.3       |                         | primeros 15 años     | 5,3600                 | 3,0844                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 5,3600                 | 0,0000                     |
|          | b.8.1       | $P \leq 2$ MW           | primeros 15 años     | 12,7998                | 8,4643                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 8,6294                 | 0,0000                     |
|          |             | $2 \text{ MW} \leq P$   | primeros 15 años     | 10,9497                | 6,3821                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 8,2128                 | 0,0000                     |
|          | b82         | $P \leq 2$ MW           | primeros 15 años     | 9,4804                 | 5,1591                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 6,6506                 | 0,0000                     |
|          |             | $2 \text{ MW} \leq P$   | primeros 15 años     | 7,1347                 | 2,9959                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 7,1347                 | 0,0000                     |
|          | b.8.3       | $P \leq 2$ MW           | primeros 15 años     | 9,4804                 | 5,4193                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 6,6506                 | 0,0000                     |
|          |             | $2 \text{ MW} \leq P$   | primeros 15 años     | 9,3000                 | 4,9586                     |
|          |             |                         | a partir de entonces | 7,5656                 | 0,0000                     |

Tabla 6.1: Tarifas para la retribución de la electricidad producida según el tipo de instalación y la potencia de la misma (Fuente: Adaptado del Real Decreto 661/2007)

La tarifa base de esta instalación corresponde durante los primeros 15 años a 13,3474 cent€/ por kWh inyectado a la red. A partir del 15º año, la tarifa base desciende a 6,6487 cent€/ por kWh inyectado.

A esta tarifa se le suman los siguientes complementos:

- Complemento por eficiencia
- Complemento por energía reactiva

El complemento por eficiencia se calcula según el siguiente procedimiento:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 * \left( \frac{1}{REE_{\min}} - \frac{1}{REE_{\text{instalación}}} \right) * Cmp$$

Siendo,

Cmp = Coste unitario de la materia prima del gas natural publicado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Su valor es 1,819205 cent€/kWh a fecha de enero de 2016. [41]

$REE_{\min} = 50\%$

$REE_{\text{instalación}} = 81,9\%$  (ver apartado 4.2.5.1.2)

El complemento por eficiencia equivale a 1,5 cent€ por kWh inyectado a la red.

El complemento por energía reactiva es un porcentaje del valor de 7,8441 cent€/kWh en función del factor de potencia con el que se entregue la energía eléctrica a la red.

Los porcentajes de bonificación se muestran en la tabla 6.2 a continuación.

| Tipo de Factor de potencia | Factor de potencia | Bonificación % |       |       |
|----------------------------|--------------------|----------------|-------|-------|
|                            |                    | Punta          | Llano | Valle |
| Inductivo                  | Fp < 0,95          | -4             | -4    | 8     |
|                            | 0,96 > Fp ≥ 0,95   | -3             | 0     | 6     |
|                            | 0,97 > Fp ≥ 0,96   | -2             | 0     | 4     |
|                            | 0,98 > Fp ≥ 0,97   | -1             | 0     | 2     |
|                            | 1,00 > Fp ≥ 0,98   | 0              | 2     | 0     |
|                            | 1.00               | 0              | 4     | 0     |
| Capacitivo                 | 1,00 > Fp ≥ 0,98   | 0              | 2     | 0     |
|                            | 0,98 > Fp ≥ 0,97   | 2              | 0     | -1    |
|                            | 0,97 > Fp ≥ 0,96   | 4              | 0     | -2    |
|                            | 0,96 > Fp ≥ 0,95   | 6              | 0     | -3    |
|                            | Fp < 0,95          | 8              | -4    | -4    |

Tabla 6.2: Valores porcentuales de bonificación en función del factor de potencia (Fuente: Real Decreto 661/2007)

Para calcular este complemento se supone que el factor de potencia con el que se entrega la energía eléctrica es 1.

Además, es necesario conocer el porcentaje de horas que representa cada periodo horario.

- Periodo punta: 4 horas al día (16,7%)
- Periodo llano: 12 horas al día (50%)
- Periodo valle: 8 horas al día (33,3%)

$$\text{Complemento por energía reactiva} = 0,04 * 0,5 * 7,8441 \frac{\text{cent}\text{€}}{\text{kWh}} = 0,156 \frac{\text{cent}\text{€}}{\text{kWh}}$$

El complemento por energía reactiva representa un total de 0,156 cent€ por kWh inyectado a la red. [15]

Sumando la tarifa base y los complementos se obtiene un total de 15 cent€ por kWh inyectado a la red durante los primeros quince años. A partir del 15º año, la retribución económica desciende a 8,3 cent€ por kWh.

Para el total de 1 053 192 kWh anuales inyectados a la red (apartado 4.2.5.2), esto supone un ingreso de 157 979€ anuales en concepto de retribución por la energía eléctrica inyectada durante los primeros quince años. A partir de entonces los ingresos descienden a 87 415€ anuales.

### 6.3. Ahorro económico en el consumo de electricidad

De acuerdo con lo estudiado en el punto 4.2.5.2, el 37% del total de la energía eléctrica generada se destina al autoconsumo de la explotación.

Esta cantidad representa un consumo eléctrico de 561 808 kWh/año.

El cálculo del ahorro económico en el consumo de electricidad, es decir, la electricidad que se deja de comprar a la red para satisfacer las necesidades eléctricas de la explotación, requiere los siguientes términos: la energía comprada, el término fijo de potencia, el impuesto eléctrico y el IVA.

En primer lugar es necesario conocer el precio del kWh.

Se opta por contratar la tarifa de precio fijo en mercado regulado sin discriminación horaria, vigente desde el 1 de enero de 2016, que establece un precio fijo durante 12 meses. De este modo el precio a pagar no depende de la evolución en el mercado de la electricidad, sino únicamente del consumo eléctrico.

Con esta tarifa el precio del kWh es de 0,141033€.

$$\text{Coste energía} = 561\,808 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,141033 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 79\,233 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

El término fijo de potencia es una cantidad que se debe pagar a la compañía eléctrica por el hecho de poder acceder a la red en cualquier momento. Esta cantidad se debe pagar aunque no se consuma ningún kWh.

El término fijo de potencia depende de la potencia contratada, en este caso 64,1 kW (ver apartado 4.2.5.2).

Con la tarifa contratada el término de potencia es de 3,170286€/kW/mes.

$$\begin{aligned} \text{Coste término potencia} &= 64,1 \text{ kW} * 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}} * 3,170286 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{mes}} \\ &= 2\,438,6 \frac{\text{€}}{\text{año}} \end{aligned}$$

El impuesto eléctrico de la factura de la luz se aplica al término de energía y al término de potencia. Se calcula de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Impuesto eléctrico} &= 1,05113 * (\text{término pot} + \text{término energ}) * 4,864\% \\ &= 4\,176 \text{ €} \end{aligned}$$

Finalmente, el IVA que se aplica es del 21% sobre la suma de todos los importes.

Con todos los cálculos previos, el ahorro anual en el consumo de electricidad asciende a la siguiente cantidad:

$$\text{Total consumo eléctrico} = (79\,233 + 2\,438,6 + 4\,176) * 1,21 = 103\,876 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Gracias al autoconsumo de la electricidad generada por el sistema de cogeneración, cada año la explotación reduce sus gastos en aproximadamente 103 876 €.

#### 6.4. Ahorro económico en el consumo de energía térmica

Para llevar a cabo un análisis del ahorro en el consumo de energía térmica de la planta es esencial comparar el coste que supondría ese consumo térmico mediante el uso otras fuentes de energía térmica no renovables.

Se supone que no se conoce la fuente de energía térmica utilizada si no se recuperase el calor mediante el sistema de cogeneración.

En ese caso, los digestores deberían calentarse mediante el uso de una de las cuatro posibles fuentes de energía no renovables convencionales: electricidad comprada a la red eléctrica, gas natural, GLP y el gasóleo C.

Una vez calculado el coste de la energía térmica suministrada mediante las distintas fuentes de energía, se llevará a cabo una comparación para determinar el ahorro económico.

Para calentar los digestores se necesitan 136 kW, o lo que es lo mismo, 1 156 000 kWh a lo largo de un año (ver balance energético del apartado 4.2.2.6).

#### 6.4.1. Energía térmica obtenida mediante electricidad

En este apartado se va a seguir el mismo procedimiento que se ha seguido en el cálculo del ahorro económico en el consumo de electricidad de la explotación (apartado 6.3). La única diferencia es la cantidad de energía consumida para la calefacción de los digestores.

De esta forma se obtienen los siguientes resultados:

$$\text{Coste térmico energía} = 1\,156\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,141033 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 163\,034 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste término potencia} &= 131,9 \text{ kW} * 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}} * 3,170286 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{mes}} \\ &= 5\,020 \frac{\text{€}}{\text{año}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Impuesto eléctrico} &= 1,05113 * (\text{término pot} + \text{término energ}) * 4,864\% \\ &= 8\,592 \text{ €} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste energía térmica (electricidad)} &= (163\,034 + 5\,020 + 8\,592) * 1,21 \\ &= 213\,742 \frac{\text{€}}{\text{año}} \end{aligned}$$

Si los digestores se calentasen mediante energía eléctrica, el gasto anual ascendería a 213 742€.

#### 6.4.2. Energía térmica obtenida mediante gas natural

El cálculo del consumo de energía mediante gas natural consta de un término variable que depende del consumo de gas, y de otro fijo, además del IVA del 21%.

Se aplican las tarifas publicadas en el BOE 78 del 31 de marzo de 2016, vigentes a partir del 1 de abril de 2016. [42]

Para consumo superior a 100 000 kWh/año, el precio fijo es de 181,72€/mes y el precio variable es de 3,14295 cents€/kWh.

Aplicando el IVA, el gasto asciende a:

*Coste energía térmica (gas natural)*

$$= (1\,156\,000 * 0,0314295 + 181,72 * 12) * 1,21 = 46\,601 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Mediante la utilización de gas natural, el coste de la energía térmica que necesitarían los digestores es de 46 601€ anuales.

#### 6.4.3. Energía térmica obtenida mediante GLP

En el BOE 15 del 18 de enero de 2016 se publican las tarifas reguladas de los gases licuados del petróleo por canalización y envasados. [43]

Suponiendo que no existe una canalización para su suministro, se toma el precio del combustible envasado.

El precio es de 7,95 céntimos de euro por kWh con impuestos incluidos, lo que genera el siguiente coste, [44]

$$\text{Coste energía térmica (GLP)} = 1\,156\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,0795 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 91\,902 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Si la energía térmica que requieren los digestores se satisficiese mediante el uso de gases licuados del petróleo, generaría un coste adicional de 91 902€ anuales.

#### 6.4.4. Energía térmica obtenida mediante gasóleo C

Según el boletín petrolero de la comisión Europea y el Ministerio de Industria Energía y Turismo, el precio del gasóleo C a fecha de 18 de enero del 2016 es de 4,54 cents€/kWh con impuestos, es decir con el IVA incluido. [44]

Esto representa el siguiente coste de energía térmica:

$$\text{Coste energía térmica (GasóleoC)} = 1\,156\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 0,0454 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 52\,482 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Satisfacer el consumo térmico de los digestores mediante el uso de gasóleo C supondría un coste anual de 52 482€.

#### 6.4.5. Comparación y conclusión

Una vez obtenido el coste de la energía térmica mediante el uso de las distintas fuentes de energía no renovables, se puede concluir que la más económica y la que menos gasto supone es el uso de gas natural. Esta sería la opción más adecuada para cubrir la demanda térmica de los digestores si no se instalase un sistema de cogeneración.

Cubrir los 1 156 000 kWh anuales supondría un coste de 46 601€.

Por tanto el ahorro económico en el consumo de energía térmica es de 46 601€ anuales.

### 6.5. Viabilidad económica: análisis de rentabilidad

Con el fin de estudiar la viabilidad económica del proyecto, se van a analizar los siguientes parámetros: el *pay-back*, el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno).

El estudio se lleva a cabo para un periodo de 15 años, suponiendo que los ingresos provenientes de la inyección de electricidad a la red se mantienen constantes a lo largo de este periodo.

#### 6.5.1. Pay-Back

El *pay-back* representa los años que serán necesarios para recuperar la inversión inicial de un proyecto.

Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Pay} - \text{Back} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ingresos anuales} - \text{Costes anuales}} = \frac{836\,000}{157\,979 - 55\,830} = 8,2 \text{ años}$$

El periodo de recuperación de la inversión es de 8,2 años si el sistema de cogeneración está en funcionamiento 8500 horas anuales.

### 6.5.2. VAN (Valor Actual Neto)

El VAN, o Valor Actual Neto, es un parámetro que permite valorar la rentabilidad de un proyecto, actualizando a valor de hoy los flujos de caja futuros generados por una inversión.

El método para calcularlo es el siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{Q_i}{(1+r)^i}$$

Siendo,

$I_0$  = Inversión inicial

$n$  = número de periodos

$Q_i$  = flujo de caja en el periodo  $i$

$r$  = tipo de interés o tasa de descuento

Se supone una tasa de interés del 9%.

En el Anexo D se muestra la hoja de cálculo del VAN de este proyecto.

Considerando un tipo de interés del 9% se obtiene un VAN de 61 496,476.

Al ser positivo la rentabilidad del proyecto es superior al tipo de interés o tasa de descuento, por lo que se puede aceptar la realización del proyecto.

### 6.5.3. TIR (Tasa Interna de Retorno)

Al igual que los parámetros analizados previamente, la TIR es un indicador de la rentabilidad de un proyecto. Es la tasa de descuento con la que el valor actual neto es nulo.

A mayor TIR, mayor rentabilidad, por tanto si la TIR es superior a la tasa de descuento aplicada al calcular el VAN, el proyecto es viable y se debe aceptar la inversión.

En este caso la TIR es aproximadamente 10,463%, superior a la tasa de descuento aplicada al calcular el VAN (9%). Por tanto se debe aceptar el proyecto, ya que su rentabilidad es mayor que la rentabilidad mínima requerida.



## 6.6. Conclusión

Una vez estudiados los distintos indicadores de rentabilidad del proyecto, se obtiene un resultado positivo: el proyecto es viable económicamente.

El análisis del VAN y de la TIR llevan a aceptar la inversión debido a su rentabilidad, y mediante el cálculo del *pay-back* se obtiene que la inversión inicial se recuperará al cabo de 8,2 años.

A la hora de tomar la decisión acerca de invertir en esta planta de biogás, además de tener en cuenta los distintos criterios de rentabilidad, es muy importante considerar el ahorro económico que supone el consumo de la electricidad y el calor generados por el motor de cogeneración.

Estos ahorros, calculados en los puntos 6.3 y 6.4, no se han contabilizado como ingresos a la hora de determinar los flujos de caja, pero se debe tener en cuenta que si no se aprovechase el calor del sistema de cogeneración para calentar los digestores supondría un coste anual añadido de 46 601€, y del mismo modo, si no se aprovechase la electricidad para las distintas necesidades de la explotación, supondría otro coste anual añadido de 103 876 €.

Por tanto el resultado del estudio económico es favorable a realizar la inversión en este tipo de explotación.

[45]

## 7. Mejoras del proceso

El objetivo de este apartado es proponer distintas mejoras para optimizar la producción de biogás en la planta.

De esta forma mejoraría la eficiencia de la instalación, reduciendo así el periodo de amortización de la misma, e incrementando los ingresos provenientes de la inyección de energía eléctrica a la red.

- En primer lugar, se propone estudiar la posibilidad de llevar a cabo una co-digestión de más de un sustrato en los digestores. Para optimizar la producción de biogás se mezclaría el estiércol obtenido en la granja con otro sustrato proveniente de otro tipo de industria que tenga a su vez un alto potencial de generación de biogás.

Es esencial que el sustrato seleccionado con el que se mezcle el estiércol se obtenga en una industria cercana a la planta, para minimizar costes de transporte y emisiones de gases contaminantes hasta llegar a la planta de biogás.

En Galicia existen grandes extensiones dedicadas a la agricultura, entre las cuales destacan los cultivos de maíz y trigo. La co-digestión de los residuos de la industria agrícola junto con el estiércol obtenido daría lugar a un incremento de la producción de biogás.

Es importante llevar a cabo un estudio económico para analizar la rentabilidad de dicha mejora: es posible que llegue a ser rentable económicamente instalar un motor de cogeneración de mayor potencia, si la generación de biogás se va a ver incrementada de forma considerable mediante la digestión de varios sustratos.

- El recubrimiento de los digestores con un material aislante permitiría reducir el gasto energético del sistema de calefacción: de esta forma el calor que no fuese necesario para calentar los digestores se podría destinar a otros fines, como calefacción de viviendas próximas, calentar agua caliente sanitaria, producción de vapor, procesos de secado industrial...
- Llevar a cabo la digestión anaerobia en un rango de temperaturas superior, aprovechando así todo el calor obtenido en el circuito de recuperación sin tener que disipar el calor que no sea aprovechado mediante la torre de refrigeración. De esta forma, se reduciría el tiempo de retención hidráulico y se generaría el biogás en un periodo de tiempo inferior.

- Sin llegar a ser una mejora, una alternativa a la generación de electricidad es procesar el biogás obtenido a calidad de gas natural para inyectarlo a la red de gas existente.

Para este proceso se requiere una instalación específica de purificación del biogás en la cual se elimina prácticamente la totalidad del dióxido de carbono contenido en el biogás. El gas obtenido contiene un porcentaje de metano superior al 97%.

En este caso la energía térmica resultante también se recupera en un circuito de recuperación para calentar los digestores y facilitar la digestión anaerobia.

Estas son algunas de las múltiples mejoras que se pueden llevar a cabo en una instalación de este tipo.

La combinación de varias alternativas incrementaría en mayor porcentaje la producción de biogás en la planta mejorando en mayor medida su rendimiento.

## 8. Conclusiones

En el presente proyecto se ha adaptado el proceso de la digestión anaerobia a una granja de ganado bovino de 1200 cabezas localizada en la Comunidad Autónoma de Galicia.

En un primer tiempo se han dimensionado los componentes principales de la planta de producción de biogás para el procesamiento de la materia orgánica disponible, es decir, 61 920 kg de estiércol diarios.

Se ha optado por instalar dos digestores anaerobios para llevar a cabo la digestión en dos tiempos, el primero de tipo flujo pistón, y el segundo de mezcla completa con una cúpula para el almacenamiento del biogás obtenido en ambos digestores.

De la digestión anaerobia del estiércol se obtiene principalmente biogás, un combustible posteriormente acondicionado para introducir en el motor de cogeneración. También se obtiene digestato, un sub-producto que se puede vender en el mercado como fertilizante natural.

Para la selección del motor más adecuado, se ha tenido en cuenta la demanda térmica de los digestores, además de los requerimientos propios del mismo para su funcionamiento. Se ha optado por instalar el motor Ecomax2 ofrecido por la empresa AB Energy.

Mediante la combustión del biogás en este motor, y un funcionamiento durante un periodo de 8500 horas anuales, se obtienen 209 kW de energía térmica y 190 kW eléctricos.

La energía generada dota a la granja de una independencia energética plena: por una parte, la demanda térmica de los digestores de 136 kW se satisface mediante el sistema de recuperación de calor del motor, y por otra parte, los 561 808 kWh eléctricos anuales necesarios en la granja, se generan en el motor de cogeneración. Además, la electricidad generada que no se consume en la granja se inyecta a la red.

Es de vital importancia no olvidar los dos objetivos principales de la realización de este proyecto, siendo estos el ahorro económico y la reducción de emisiones de gases contaminantes.

En lo referido al aspecto económico, la implantación de la planta de biogás requiere una inversión inicial de 836 000€, además de un coste anual de 55 830€.

Los ingresos provenientes de la venta de electricidad, equivalentes a 157 979€ anuales, permiten recuperar la inversión en un periodo de 8,2 años, sin tener en cuenta el ahorro en las facturas energéticas mensuales. Además, el cálculo del VAN y del TIR proporciona las medidas necesarias para determinar si el proyecto es rentable

económicamente, dando un resultado positivo, lo que lleva a aceptar la realización del mismo. Por tanto una vez superados los 8,2 años, además de ahorrar en el consumo energético, se obtendrán ingresos provenientes de la inyección de electricidad sobrante a la red eléctrica.

Por otra parte, los resultados en el estudio medioambiental son muy favorables a la utilización de esta energía renovable, ya que mediante este tratamiento de los residuos orgánicos de la granja se evita anualmente la emisión de 3 983,5 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Se puede concluir que se han obtenido los resultados esperados cumpliendo con los principales objetivos propuestos. La planta de biogás permite reducir el impacto ambiental de la explotación, mediante la reducción de emisiones de dióxido de carbono y la gestión de los residuos, además de maximizar los beneficios económicos de la misma una vez recuperada la inversión inicial al cabo de 8,2 años.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] COMISIÓN EUROPEA. 6 de Abril 2015. "Preguntas y Respuestas sobre el final de las cuotas lácteas". Comunicado de Prensa. (Disponible en <http://ec.europa.eu/spain/pdf/2015/060415.pdf> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [2] CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO. 1998. "Protocolo de Kyoto" Naciones Unidas. (Disponible en <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [3] APPA. "Renovables en Europa" (Disponible en <http://www.appa.es/01energias/04renovableseuropa.php> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [4] AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA. Septiembre 2011. "Estudio básico del biogás". (Disponible en [https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/estudio\\_basico\\_del\\_bio\\_gas\\_0.pdf](https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/estudio_basico_del_bio_gas_0.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [5] GONZÁLEZ SÁNCHEZ, ELENA. Diciembre 2011. "Ponencia: Biogás, Geotermia y Biomasa". Vigo (Disponible en <http://www.ge2cs.com/sites/default/files/1200Ponencia%20C19.pdf> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [6] DENA, Agencia Alemana de la Energía. "Biogás: Tecnologías y Aplicaciones". (Disponible en <http://www.renewables-made-in-germany.com/es/renewables-made-in-germany/tecnologias/biogas/biogas/tecnologias-y-aplicaciones.html> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [7] EBA, European Biogas Association. 2015. "EBA Biomethane & Biogas Report". (Disponible en <http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [8] BUDZINSKI, STEFAN; ESTEVES, BELÉN. INTI, Instituto Nacional de Tecnología Industrial. Septiembre 2012. "Biogás en Alemania: Un caso exitoso". (Disponible en <http://www.inti.gob.ar/e-renova/erBI/er39.php> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

- [9] Biogas<sup>3</sup>. “Programa Europeo Inteligente de Energía Sostenible de Biogás a pequeña escala a partir de residuos agroalimentarios para la autosuficiencia energética”. (Disponible en <http://www.biogas3.eu/esp/index.html> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [10] MOSQUERA, PEPA. Junio 2015. “Biogás en España, de mal en peor”. Energías Renovables. Revista nº142, Páginas 58-60.
- [11] HIDALGO BONILLA, JOSE ALFREDO; MARAVILLA CARRANZA, VICTOR ARTURO; RAMÍREZ CASTRO, WILLIAM OMAR. Octubre 2010. “Aprovechamiento energético del biogás en El Salvador”. Trabajo de Graduación. (Disponible en [http://cef.uca.edu.sv/descargables/tesis\\_descargables/aprovechamiento\\_energetico\\_d\\_el\\_biogas\\_en\\_El\\_Salvador.pdf](http://cef.uca.edu.sv/descargables/tesis_descargables/aprovechamiento_energetico_d_el_biogas_en_El_Salvador.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [12] MARM, Ministerio de medio ambiente, medio rural y marino. 16 de Septiembre de 2010. “El Sector del biogás agroindustrial en España”. (Disponible en [http://www.magrama.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010\\_tcm7-5925.pdf](http://www.magrama.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010_tcm7-5925.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [13] MAGRAMA, Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. “Catálogo Oficial de razas ganaderas: Raza bovina Frisona” (Disponible en [http://www.magrama.gob.es/es/ganaderia/temas/zootecnia/razas-ganaderas/razas/catalogo/integrada-espana/bovino/frisona/datos\\_productivos.aspx](http://www.magrama.gob.es/es/ganaderia/temas/zootecnia/razas-ganaderas/razas/catalogo/integrada-espana/bovino/frisona/datos_productivos.aspx) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [14] MONCAYO ROMERO, GABRIEL. 2013. “Dimensionamiento, diseño y construcción de biodigestores y plantas de biogás”. Aqualimpia Engineering e.K ISBN: 978-9942-01-719-2
- [15] BOE, Boletín Oficial del Estado nº126, 25 de mayo de 2001. Real Decreto 661/2001. (Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [16] AVEDAÑO ALLEN-PERKINS, DIEGO. Septiembre de 2010. “Diseño y construcción de un digestor anaerobio de flujo pistón que trate los residuos generados en una explotación ganadera de la localidad de Loja”. (Disponible en [http://www.gessa-ex.es/documentos/publicaciones/guia\\_odt.pdf](http://www.gessa-ex.es/documentos/publicaciones/guia_odt.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

- [17] Unidad de planeación minero energética. Marzo de 2003. "Guía para la implementación de sistemas de producción de biogás" (Disponible en [http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias\\_alternativas/normalizacion/GUIA\\_PARA\\_LA\\_IMPLEMENTACION\\_DE\\_SISTEMAS\\_DE\\_PRODUCCION\\_DE\\_BIO.pdf](http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/normalizacion/GUIA_PARA_LA_IMPLEMENTACION_DE_SISTEMAS_DE_PRODUCCION_DE_BIO.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [18] BETTS LIEBRAND, CAROLYN; LING, K. CHARLES. Abril 2007. "Cooperative Approaches for Implementation of dairy manure digesters". Research Report 217. (Disponible en <http://www.rd.usda.gov/files/rr217.pdf> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [19] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Octubre de 2007. "Biomasa: Digestores Anaerobios". ISBN-13: 978-84-96680-21-0. (Disponible en [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_10737\\_Biomasa\\_digestores\\_07\\_a996b846.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10737_Biomasa_digestores_07_a996b846.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [20] LOPEZ CABANES, JOSE MARIA. Junio de 1989. "Digestión anaerobia de lodos de depuradora. Etapas controlantes y cinética del proceso". Tesis Dr. Ciencias Químicas.
- [21] DALDUR. Octubre 2010. "Curso de operación y mantenimiento de una planta de biogás".
- [22] Xunta de Galicia, Consellería de Medio Ambiente e ordenación do territorio. 2015. "Informe climatológico ano 2015" (Disponible en [http://www.meteogalicia.es/datosred/infoweb/clima/informes/estacions/anuais/2015\\_gl.pdf](http://www.meteogalicia.es/datosred/infoweb/clima/informes/estacions/anuais/2015_gl.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [23] MARTÍNEZ COLLADO, CARLOS. "Orientaciones sobre el cálculo del volumen de residuales que se debe disponer en un biodigestor". (Disponible en <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia39/HTML/articulo04.htm> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)
- [24] Apuntes de la asignatura de Transferencia de Calor: Convección (Curso 3º)
- [25] TCHOBANOGLIOUS, GEORGE. 2003. "Wastewater engineering: treatment and reuse". ISBN: 0070418780
- [26] "Código Técnico de la Edificación". (Disponible en <http://cte-web.iccl.es/materiales.php?a=7> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)



[27] *GoodFellow*. Polietileno Alta Densidad (HDPE): Información sobre el material. (Disponible en <http://www.goodfellow.com/S/Polietileno-Alta-Densidad.html> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[28] ADBIOGAS, The practical guide to AD. “Chapter 5: Producing and using Biogas”

[29] ESAMUR, Entidad de Saneamiento y Depuración de Aguas Residuales de la región de Murcia, 7ª Jornadas Técnicas de Saneamiento y Depuración. MWM. 16/17 de Noviembre de 2011. “Del análisis del biogás a la planta de generación.” (Disponible en <http://www.esamur.com/jornadas/ponencias/ponencia136.pdf> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[30] GRUPPO AB ENERGY. Fichas técnicas motores Biogas Ecomax. (Disponible en <http://www.gruppoab.it/es/biogas/soluciones/lineas-del-producto/> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[31] ALTARE ENERGIA. Fichas técnicas motores MWM (Disponible en [http://www.altare-energia.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=53&Itemid=79](http://www.altare-energia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=53&Itemid=79) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[32] FINANZAUTO. Ficha técnica del motor Caterpillar G3508LD (Disponible en [http://www.finanzauto.es/images/documentos/productos/soluciones\\_energeticas\\_propulsion/gas/3508LGGW\\_\\_46350-A2%20\(2013\).pdf](http://www.finanzauto.es/images/documentos/productos/soluciones_energeticas_propulsion/gas/3508LGGW__46350-A2%20(2013).pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[33] GRUPPO AB ENERGY. Catálogo Ecomax (Disponible en [http://www.gruppoab.it/wp-content/uploads/2015/11/ECOMAX\\_UK.pdf](http://www.gruppoab.it/wp-content/uploads/2015/11/ECOMAX_UK.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[34] EBERLE, DOMINIK. Octubre 2012. Conference: “Heat and Power generation from Biomass and Biogas” (Disponible en [http://www.ahk-balt.org/fileadmin/ahk\\_baltikum/Projekte/Erneuerbare\\_Energien/EE\\_Vortraege\\_2012/Aprovis\\_GmbH\\_23.10.2012.pdf](http://www.ahk-balt.org/fileadmin/ahk_baltikum/Projekte/Erneuerbare_Energien/EE_Vortraege_2012/Aprovis_GmbH_23.10.2012.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[35] Junta de Castilla y León. “Manual de buenas prácticas de ahorro y eficiencia energética en explotaciones de vacuno lechero”. ISBN: 978-84-938243-7-2. (Disponible en [http://www.enerlacteo.com/enevac/despacha?url=manual\\_buenas\\_practicas\\_ahorro\\_es.pdf&directorio=manuales&contenttype=application/pdf](http://www.enerlacteo.com/enevac/despacha?url=manual_buenas_practicas_ahorro_es.pdf&directorio=manuales&contenttype=application/pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[36] Apuntes de la asignatura de Sistemas Térmicos: Estequiometría (curso 4º)

[37] Tablas y diagramas termodinámicos. (Disponibles en <http://www.ehu.eus/mmtde/materiala/tablas%20y%20diagramas.pdf> . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[38] MINETUR, Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Abril de 2014. “Factores de Emisión de CO<sub>2</sub> y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España”. (Disponible en [http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/propuestas/Documentos/2014\\_03\\_03\\_Factores\\_de\\_emision\\_CO2\\_y\\_Factores\\_de\\_paso\\_Efinal\\_Eprimaria\\_V.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/propuestas/Documentos/2014_03_03_Factores_de_emision_CO2_y_Factores_de_paso_Efinal_Eprimaria_V.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

[39] BOE, Boletín Oficial del Estado nº312, 29 de diciembre de 1992. Ley 38/1992, última versión actualizada el 10 de octubre de 2015. (Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1992-28741> . Consultado el 17 de Septiembre de 2016)

[40] LIETTI, ALFREDO. AB Energy. “Tecnologías del biogás, energía de los residuos orgánicos y cultivos energéticos”. La tierra cuadernos agroenergéticos. (Disponible en [http://www.upa.es/\\_clt/lt\\_cuadernos\\_9/pag\\_047-049\\_ABEnergy.pdf](http://www.upa.es/_clt/lt_cuadernos_9/pag_047-049_ABEnergy.pdf) . Consultado el 17 de Septiembre de 2016). Páginas 47-49.

[41] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Informe nº25, Enero de 2016. “Informe de precios energéticos regulados”. (Disponible en [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Tarifas\\_Reguladas\\_ene\\_2016\\_a197c904.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Reguladas_ene_2016_a197c904.pdf) . Consultado el 17 de Septiembre de 2016)

[42] BOE, Boletín Oficial del Estado nº78, 31 de marzo de 2016. “Disposición 3068”. (Disponible en <https://www.boe.es/boe/dias/2016/03/31/pdfs/BOE-A-2016-3068.pdf> . Consultado el 17 de Septiembre de 2016)

[43] BOE, Boletín Oficial del Estado nº15, 31 de marzo de 2016. “Disposición 403”. (Disponible en <https://www.boe.es/boe/dias/2016/01/18/pdfs/BOE-A-2016-403.pdf> . Consultado el 17 de Septiembre de 2016)

[44] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Informe nº121, Enero de 2016. “Informe de precios energéticos: combustibles y carburantes”. (Disponible en [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Combustibles\\_y\\_carburantes\\_enero\\_2016\\_7d8e4295.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Combustibles_y_carburantes_enero_2016_7d8e4295.pdf) . Consultado el 17 de Septiembre de 2016)

- [45] GRUPO FORO INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA. “Estudio de viabilidad de una planta de biogás”. (Disponible en [http://www.agrowaste.eu/wp-content/uploads/2013/02/ECONOMIC\\_STUDY\\_BIOGAS.pdf](http://www.agrowaste.eu/wp-content/uploads/2013/02/ECONOMIC_STUDY_BIOGAS.pdf) . Consultado el 17 de Septiembre de 2016)
- [46] THEMELIS, N.J; VERMA S. 2004. “The better option – Anaerobic digestion of organic wastes in MSW”
- [47] FAO, ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA LA AGRICULTURA Y LA ALIMENTACIÓN. 2011. “Manual del biogás”. ISBN: 978-95-306892-0. (Disponible en <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf> . Consultado el 17 de Septiembre de 2016)
- [48] OSTREM, KARENA. Mayo 2004. “Greening Waste: Anaerobic digestion for treating the organic fraction of municipal solid waste” (Disponible en [http://www.sswm.info/sites/default/files/reference\\_attachments/OSTREM%202004%20Greening%20Waste.pdf](http://www.sswm.info/sites/default/files/reference_attachments/OSTREM%202004%20Greening%20Waste.pdf) . Consultado el 16 de Septiembre de 2016)

## ANEXO A: FASES DIGESTIÓN ANAEROBIA

### A.1. Hidrólisis

Definimos hidrólisis como la reacción química que tiene lugar entre una molécula de agua y otra molécula, en la cual la molécula de agua se divide y sus átomos pasan a formar parte de otra especie química asociándose con la otra molécula.

El sustrato que entra al biodigestor es materia orgánica compuesta por moléculas poliméricas que deben ser reducidas en compuestos solubles para poder ser degradados por microorganismos, ya que deben poder atravesar las paredes celulares. Estas moléculas poliméricas se clasifican en tres grupos: proteínas, carbohidratos y lípidos.

La hidrólisis de moléculas complejas se lleva a cabo por la acción de enzimas extracelulares producidas por microorganismos hidrolíticos, y el resultado es diferente en función del grupo al que pertenezca cada macromolécula.

Los carbohidratos o polisacáridos están compuestos por carbono, hidrógeno y oxígeno y son una gran fuente de energía. El objetivo de la hidrólisis es reducir estas moléculas hasta obtener monosacáridos. El proceso comienza con la hidrólisis del enlace glucosídico mediante disociación de una molécula de agua, dando lugar a un monosacárido liberado y un polisacárido. Este polisacárido se hidroliza de nuevo para obtener otro monosacárido, y así hasta reducirlo en múltiples monosacáridos como se muestra en la figura A.1 El proceso se lleva a cabo mediante enzimas específicas.

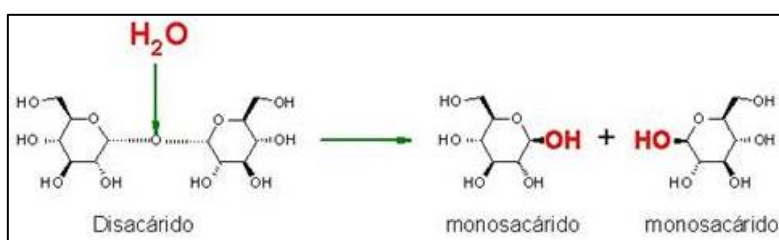


Figura A.1: Hidrólisis de un disacárido

Las proteínas también son una elevada fuente de carbono y energía, y por ello son vitales en el proceso de la digestión anaerobia. Además, los aminoácidos derivados de su hidrólisis tienen un elevado valor nutricional.

La hidrólisis de las proteínas permite fragmentar la estructura primaria dando lugar a aminoácidos y péptidos (siendo estos la unión de varios aminoácidos) mediante la acción de enzimas proteolíticas.

Por último, los lípidos son moléculas de almacenamiento de energía en forma de grasa con baja solubilidad. Se clasifican en lípidos hidrolizables y no hidrolizables. Los segundos se hidrolizan mediante la acción de enzimas hidrolíticas denominadas lipasas produciendo ácidos grasos y glicerol.

La hidrólisis es una fase fundamental de la digestión anaerobia, ya que las moléculas deben reducirse para poder ser digeridas por microorganismos.

El parámetro que cuantifica la hidrólisis que se lleva a cabo en el proceso es la tasa de hidrólisis. La tasa de hidrólisis depende de muchos parámetros entre los cuales destacan la temperatura del proceso, el pH y la composición bioquímica del sustrato. Pero sin duda la característica del sustrato que influye en mayor medida en la tasa de hidrólisis es su contenido en sólidos, o lo que es lo mismo, el tamaño de las partículas presentes. Si el sustrato tiene un alto contenido en sólidos, la superficie de las partículas es menor y por tanto la disponibilidad para la adsorción de enzimas hidrolíticas es menor, y por ende la velocidad de la hidrólisis es menor, llegando incluso a limitar la velocidad del proceso global.

Para evitar que la materia orgánica introducida en el biodigestor tenga un alto contenido en sólidos se realizan pre-tratamientos físico-químicos del sustrato con el fin de disminuir el tamaño de las partículas: tratamiento de ultrasonidos, maceración, tratamientos térmicos, aumentar la presión... De esta forma se consigue disminuir el tiempo global del proceso de digestión anaerobia.

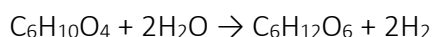
En cada una de las fases de la digestión anaerobia actúan distintos tipos de microorganismos responsables de llevar a cabo la transformación de la materia orgánica.

En esta primera fase destacan los siguientes géneros: *Bacteroides*, *Lactobacillus*, *Sphingomonas*, *Megasphaera* y *Sporobacterium*.

[19]

Vamos a estudiar las distintas fases del proceso de la digestión anaeróbica con un ejemplo de compuesto orgánico, el  $C_6H_{10}O_4$ , formulación química aproximada para una mezcla de desechos orgánicos (según Themelis and Verma, 2004).

Durante la hidrólisis, el  $C_6H_{10}O_4$  se hidroliza produciendo hidrógeno y glucosa, según la siguiente reacción química:



## A.2. Acidogénesis

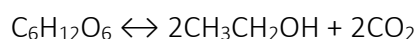
Durante la acidogénesis, las moléculas orgánicas solubles resultantes de la hidrólisis se fermentan en compuestos que puedan ser posteriormente metabolizados en las siguientes fases. En esta etapa actúan las bacterias acidogénicas, que además de producir los compuestos necesarios para las siguientes fases, eliminan las trazas restantes de oxígeno en el sistema.

Los principales productos obtenidos durante esta etapa son: dióxido de carbono, hidrógeno, ácido propiónico, ácido butírico, ácido acético, ácido fórmico, ácido láctico, etanol y metanol.

De estos productos, el ácido acético, el H<sub>2</sub> y el CO<sub>2</sub> son directamente utilizados por las bacterias metanogénicas en la última fase, por lo que no pasan por la tercera fase, la acetogénesis.

En esta fase participan los siguientes géneros de bacterias, entre otros: *Clostridium*, *Paenibacillus* y *Ruminococcus*.

Para continuar con el ejemplo, la glucosa se puede fermentar según dos reacciones típicas mediante las bacterias acidogénicas, como se muestra a continuación:



En esta reacción la glucosa da lugar a etanol y dióxido de carbono



En este caso la glucosa da lugar a propanoato y agua

## A.3. Acetogénesis

En la fase de la acetogénesis, los productos obtenidos de la acidogénesis que no pueden ser metabolizados directamente por las bacterias metanogénicas (los ácidos grasos volátiles, es decir ácidos con cadenas carbonadas de menos de seis carbonos, como por ejemplo el ácido propiónico o butírico) se transforman en ácido acético liberando hidrógeno y CO<sub>2</sub> a través de las bacterias acetogénicas (presentes en concentraciones mucho menores que las bacterias metanogénicas, aproximadamente cien veces menos).

En ocasiones la acetogénesis y la acidogénesis se consideran una única fase de formación de ácidos.

Cabe destacar la importancia del hidrógeno, ya que la reacción solo tiene lugar si la presión parcial del hidrógeno es lo suficientemente baja para que termodinámicamente pueda llevarse a cabo (debe tener la energía libre de Gibbs negativa). Si no, el hidrógeno inhibe la reacción. Para ello existe una bacteria (HMBs) que consume hidrógeno bajando la presión del mismo.

Por tanto, en esta fase de la digestión anaerobia la mayoría de las bacterias anaeróbicas han consumido prácticamente toda la materia orgánica, y los desechos de las bacterias acetogénicas van a ser el sustrato de las bacterias metanogénicas en la siguiente fase.

A continuación se muestra cómo reaccionan y se transforman los productos obtenidos en la acidogénesis:



Transformación del etanol



Transformación del propanoato

#### A.4. Metanogénesis

En la cuarta y última fase, la metanogénesis, las bacterias metanogénicas transforman los productos obtenidos en fases anteriores en metano (aproximadamente el 60% del total), dióxido de carbono (38%) y trazas de otros gases. Esta mezcla es el denominado biogás.

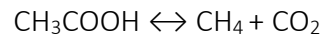
Esta se puede considerar la fase más importante ya que es la fase en la que se obtiene el metano, el combustible principal.

Las bacterias metanogénicas que participan en esta fase son las mismas que están presentes en la naturaleza en pantanos, minas o en el estómago de los rumiantes.

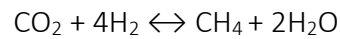
Se pueden diferenciar dos tipos de microorganismos en función del sustrato principal que metabolizan:

- Las bacterias metanogénicas acetoclásticas (2/3 del total de bacterias metanogénicas, por tanto la vía principal de obtención de biogás). Estas bacterias degradan el ácido acético en metano y dióxido de carbono
- Las bacterias metanogénicas hidrogenófilas (1/3). Estas reducen el dióxido de carbono e hidrógeno a metano y agua.

A continuación se muestra un ejemplo de la reacción química que tiene lugar en función del tipo de bacteria metanogénica que interviene.



Degradación del ácido acético a través de las bacterias metanogénicas acetoclásticas



Reducción del dióxido de carbono e hidrógeno a metano y agua a través de las bacterias metanogénicas hidrogenófilas

Las bacterias metanogénicas únicamente sobreviven cuando el pH es neutro, por tanto el pH de la mezcla contenida en el digestor anaeróbico es fundamental para que la digestión y obtención de biogás se produzca de forma adecuada.

[45] [47] [48]



## ANEXO B: SOLICITUDES NECESARIAS PARA CUMPLIR CON EL REAL DECRETO 661/2007

### B.1. Modelo de inscripción en el registro

|  |  |
|--|--|
| <b>Datos de la resolución:</b>   |  |
| Tipo de resolución   |  |
| <b>Datos de la instalación:</b>  |  |
| N.º de Registro MITYC  |  |
| N.º de Registro inscripción autonómica provisional                             |  |
| N.º de Registro inscripción autonómica definitiva                              |  |
| Nombre   |  |
| Emplazamiento: calle o plaza, paraje, etc.                                     |  |
| Municipio /Código postal de la instalación                                     |  |
| Provincia  |  |
| Empresa distribuidora a la que vierte  |  |
| Hibridación  |  |
| Potencia nominal total de la instalación (KW)                                  |  |
| Potencia neta total de la instalación (KW) resultante de la prueba de potencia |  |
| <b>Datos de la fase o ampliación:</b>  |  |
| Nombre de la fase  |  |
| Identificador CIL  |  |
| Potencia nominal de fase (KW)  |  |
| Potencia neta de fase (KW) resultante de la prueba de potencia                 |  |
| RD en el que se inscribe   |  |
| Grupo al que pertenece (artículo 2)  |  |
| Tipo de Tecnología (1)   |  |
| <b>Hidráulica</b>  |  |
| Río  |  |
| Salto (altura en m)  |  |
| Caudal (m³/s)  |  |
| <b>Térmica</b>   |  |
| Tipo de combustible principal (2)  |  |
| Otros combustibles o detalle del combustible principal                         |  |
| <b>Titular</b>   |  |
| Nombre:  |  |
| Dirección  |  |
| Municipio/Código Postal  |  |
| Provincia  |  |
| <b>Datos de fechas</b>   |  |
| Fecha de Puesta en Servicio para pruebas                                       |  |
| Fecha de Puesta en Servicio definitiva   |  |
| Fecha de inscripción previa  |  |
| Fecha de inscripción definitiva  |  |
| Fecha de resolución o efecto del cambio  |  |
| <b>Régimen económico:</b>  |  |
| Opción de venta  |  |
| Número de expediente de preasignación  |  |
| Fecha de la convocatoria de preasignación                                      |  |

(1) Tipo de tecnología: Cogeneración, fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, hidráulica, térmica, residuos, tratamiento de residuos.

(2) Combustible principal: Gas natural, gasóleo, fuel, propano, carbón, calor residual, GLP, Biocombustibles líquidos, estiércoles, RSU, residuos industriales, gas residual, cultivos energéticos agrícolas o forestales, residuos actividad agrícolas o jardinería, residuo aprovechamiento forestal o silvícola, biogás de digestión, biomasa industrial agrícola, biomasa industrial forestal, licores negros.»

## B.2. Solicitud de inclusión de las instalaciones de co-combustión en el artículo 46

A efectos de inclusión en el artículo 46 de las instalaciones de co-combustión se deberá aportar la siguiente información:

### A) DATOS DE LA CENTRAL TÉRMICA POR CADA UNO DE SUS GRUPOS

#### 1) Combustible utilizado.

- Tipo de combustible:
- Poder calorífico medio (kcal/kg):
- Cantidad anual utilizada (t/año):
- Coste total adquisición del combustible (€/año):

#### 2) Potencia de la central

- Potencia térmica de la caldera (MW):
- Rendimiento de la caldera (%):
- Presión del vapor (bar):
- Temperatura del vapor (°C):
- Caudal nominal de vapor (t/h):
- Potencia térmica de la turbina de gas (MW):
- Potencia total bruta nominal de la central (MW):
- Potencia total neta nominal de la central (MW):
- Potencia total bruta nominal de la turbina de gas (MW):
- Potencia total neta nominal de la turbina de gas (MW):
- Potencia bruta media anual de la central (MW):
- Potencia neta media anual de la central (MW):

#### 3) Energía producida y rendimientos

- Horas anuales de funcionamiento:
- Energía bruta producida anualmente (MWh/año):
- Energía neta producida anualmente (MWh/año):
- Ratio de consumo de combustible por kWe bruto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo de combustible por kWe neto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo medio de combustible por kWe bruto medio producido (kg/kWe y kWt/kWe):

- Ratio de consumo medio de combustible por kWe neto medio producido (kg/kWe y kWt/kWe):

## B) CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA DE CO-COMBUSTIÓN

Descripción de la instalación de co-combustión:

### 1) Combustible 1,2,....

- Denominación:
- Poder calorífico medio en base seca (kcal/kg):
- Humedad media (%):
- Poder calorífico medio en base humedad (kcal/kg):
- Cantidad anual consumida (t/año):
- Cantidad anual consumida (MWh/año):
- Coste total de adquisición del combustible en planta (€/año):

### 2) Potencia

- Potencia térmica de la instalación de co-combustión para un poder calorífico inferior del combustible de 3.500 kcal/kg en base seca (MW):
- Incremento/decremento de la potencia bruta nominal de la central por motivo de la instalación de co-combustión (MW y % sobre la potencia bruta nominal de la central):
- Aumento/disminución de consumos propios de la central por motivo de la instalación de co-combustión (MW y % sobre las potencias medias y nominales de la central):

### 3) Energía producida:

- Horas anuales de funcionamiento de la central térmica:
- Horas anuales de funcionamiento de la instalación de co-combustión:
- Energía eléctrica total bruta producida por la central una vez instalada la co-combustión (MWh/año):
- Energía eléctrica total bruta producida por la central una vez instalada la co-combustión (MWh/año):
- Energía eléctrica bruta producida por la central debido al combustible consumido por la cocombustión (MWh/año):
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe bruto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe neto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe bruto medio producido (kg/kWe y kWt/kWe):

- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe neto medio producido (kg/kWe y kWt/kWe):

4) Inversión:

- Coste de inversión de la instalación de co-combustión (€):

5) Personal:

- Número total de personas contratadas para la operación de la instalación de co-combustión, horas/año trabajadas y coste total de ese personal.

6) Tecnología empleada:

- Descripción de la tecnología de co-combustión:

- Consumos propios asociados a la manipulación del combustible:

7) Descripción Sistema de medición biomasa y/o biogás:

## ANEXO C: FICHA TÉCNICA MOTOR ECOMAX2



### ECOMAX<sup>®</sup> 2 - FICHA TÉCNICA



|   |                    |       |
|---|--------------------|-------|
| <b>Potencia eléctrica</b>   | kW                 | 190   |
| <b>Potencia mecánica del árbol de motor</b>                                 | kW                 | 200   |
| <b>Potencia introducida</b>   | kW                 | 493   |
| <b>Potencias térmicas disponibles:</b>                                      |                    |       |
| 1a fase intercooler   | kW                 | 17    |
| Circuito de camisas   | kW                 | 98    |
|   |                    |       |
| Humos enfriados a 200°C   | kW                 | 94    |
| <b>Total de recuperación en H<sub>2</sub>O caliente</b>                     | kW                 | 209   |
|   |                    |       |
| <b>Potencias térmicas a disipar:</b>  |                    |       |
| 2a fase intercooler   | kW                 | 16    |
| <b>Total de potencia a disipar</b>  | kW                 | 16    |
|   |                    |       |
| <b>Rendimiento TOTAL</b>  | %                  | 80,9% |
| Rendimiento eléctrico   | %                  | 38,5% |
| Rendimiento térmico   | %                  | 42,4% |
|   |                    |       |
| <b>Nox</b> referidos al 5% de O <sub>2</sub>                                | mg/Nm <sup>3</sup> | 450   |
| <b>CO</b> referidos al 5% de O <sub>2</sub> (configuración con catalizador) | mg/Nm <sup>3</sup> | 500   |
|   |                    |       |
| <b>Temperatura de humos de gas de escape</b>                                | °C                 | 520   |
| Capacidad de humos de gas de escape   | kg/h               | 956   |

ANEXO D: CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO

|                                       | 1          | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        | 11        | 12        | 13        | 14        | 15        |
|---------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Inversión                             | 836.000 €  | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       | 0 €       |
| Coste anual                           | 55.830 €   | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  |
| Coste total                           | 891.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  | 55.830 €  |
| Ingresos anuales                      | 157.979 €  | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € | 157.979 € |
|                                       |            |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| FLUJO CAJA<br>(=Ingresos-Coste total) | -733.851 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € | 102.149 € |
| VALOR ACTUAL                          | -733851    | 93714,679 | 85976,77  | 78877,77  | 72364,927 | 66389,841 | 60908,111 | 55879,001 | 51265,139 | 47032,237 | 43148,842 | 39586,093 | 36317,517 | 33318,823 | 30567,727 |
| VAN                                   | 61496,476  |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |